



**Уральский
федеральный
университет**

имени первого Президента
России Б.Н.Ельцина

**Уральский
энергетический
институт**

**И. Ю. ГОРЮНОВА
В. Л. ПОХОРИЛЕР**

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ПТУ И ПГУ

Учебное пособие

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации

Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б. Н. Ельцина

И. Ю. Горюнова, В. Л. Похорилер

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ ПТУ И ПГУ

Учебное пособие

Рекомендовано методическим советом
Уральского федерального университета
для студентов вуза, обучающихся
по направлению подготовки
13.03.03, 13.04.03 — Энергетическое машиностроение

Екатеринбург
Издательство Уральского университета
2020

УДК 621.18:621.165(075.8)

ББК 31.361я73

Г71

Рецензенты:

завкафедрой энергетики Нижневартовского государственного университета доц., канд. техн. наук *А. В. Шекочихин*;

начальник теплотехнического управления Свердловского филиала ПАО «Т Плюс» д-р техн. наук *Б. Е. Мурманский*

Научный редактор — доц., канд. техн. наук *Т. А. Недошивина*

Горюнова, И. Ю.

Г71 Котельные установки ПТУ и ПГУ : учебное пособие / И. Ю. Горюнова, В. Л. Похорилер ; Мин-во науки и высш. образования РФ. — Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2020. — 128 с.

ISBN 978-5-7996-3130-7

Изложены физико-химические основы рабочих процессов, протекающих в котельных установках. Описаны конструкции паровых котлов и вспомогательного оборудования котельных установок. Особое внимание уделено паровым котлам электрических станций с блочной структурой.

Пособие предназначено для студентов всех форм обучения специальности 13.03.03, 13.04.03 — Энергетическое машиностроение.

Библиогр.: 5 назв. Табл. 2. Рис. 71.

УДК 621.18:621.165(075.8)

ББК 31.361я73

ISBN 978-5-7996-3130-7

© Уральский федеральный
университет, 2020

Оглавление

.....

Введение.....	5
1. Место и значение парового котла в системе электростанции.....	6
1.1. Паровые котлы тепловых электростанций	6
1.2. Парогенераторы атомных электростанций.....	9
1.3. Паровые котлы комбинированных установок.....	10
Контрольные вопросы к главе 1.....	13
2. Классификация паровых котлов.....	14
2.1. Основы классификации паровых котлов	14
2.2. Котлы с естественной циркуляцией.....	15
2.3. Котлы с многократной принудительной циркуляцией	17
2.4. Прямоточные котлы.....	19
2.5. Прямоточные котлы с комбинированной циркуляцией.....	24
2.6. Классификация котлов по государственному стандарту. Заводское обозначение котлов	25
Контрольные вопросы к главе 2.....	29
3. Технологическая схема производства пара на тепловой электростанции.....	31
Контрольные вопросы к главе 3.....	35
4. Компонировка поверхностей нагрева в паровых котлах.....	37
Контрольные вопросы к главе 4.....	39
5. Эффективность использования топлива в котле	40
5.1. Располагаемая теплота топлива.....	40
5.2. Полезно использованная теплота.....	41
5.3. Определение КПД котла по прямому балансу.....	42
5.4. Потери теплоты в котле	43
5.5. Определение КПД котла методом обратного баланса.....	45
Контрольные вопросы к главе 5.....	45
6. Характеристики движения рабочей среды в паровом котле, температурный режим поверхностей нагрева	47
6.1. Основные характеристики движения пароводяной смеси.....	47
6.2. Режимы движения пароводяной смеси.....	50
6.3. Температурный режим поверхностей нагрева	52
6.4. Кризисы теплообмена в парообразующих трубах.....	53
6.5. Температурный режим по длине канала	56
Контрольные вопросы к главе 6.....	59
7. Гидродинамика разомкнутых гидравлических систем	60
7.1. Характеристики разомкнутых гидравлических систем	60
7.2. Гидродинамическая устойчивость потока в трубах паровых котлов.....	61

7.3. Тепловая и гидравлическая разверка	64
Контрольные вопросы к главе 7.....	66
8. Поверхности нагрева водопарового тракта котла	67
8.1. Экономайзеры	67
8.2. Парообразующие поверхности нагрева и топочные экраны.....	69
8.3. Пароперегреватели.....	73
Контрольные вопросы к главе 8.....	77
9. Энергетическое топливо и его характеристики	78
9.1. Виды топлива и его состав	78
9.2. Технические характеристики топлива	79
Контрольные вопросы к главе 9.....	82
10. Подготовка топлива к сжиганию	83
10.1. Системы пылеприготовления	83
10.2. Углеразмельняющие мельницы	86
10.3. Подготовка газа и мазута к сжиганию.....	89
Контрольные вопросы к главе 10	89
11. Топочные процессы	91
11.1. Виды топок.....	91
11.2. Горелочные устройства.....	93
11.3. Топочные процессы.....	98
Контрольные вопросы к главе 11	99
12. Газовоздушный тракт котла	100
12.1. Состав газовоздушного тракта	100
12.2. Воздухоподогреватели	102
Контрольные вопросы к главе 12	105
13. Золоулавливание	107
Контрольные вопросы к главе 13	109
14. Золошлакоудаление.....	110
Контрольные вопросы к главе 14	112
15. Паровые котлы парогазовых установок	113
15.1. Особенности тепловых схем парогазовых установок с котлом-утилизатором	113
15.2. Классификация котлов-утилизаторов	116
15.3. Конструкции горизонтальных и вертикальных котлов-утилизаторов и их элементов.....	120
15.4. Особенности эксплуатации котлов-утилизаторов	124
15.5. Прямоточные котлы-утилизаторы.....	125
Контрольные вопросы к главе 15	126
Список использованных источников	127

Введение

.....

Поверхности нагрева, расположенные в топке и конвективной шахте, и соединяющие их трубопроводы, горелочные устройства, топочная камера, воздухопроводы — все это представляет собой собственно паровой котел — устройство для выработки пара заданных параметров. Однако для работы котла необходима работа целого ряда устройств и механизмов: топливоприготовительные устройства; дутьевые вентиляторы, подающие воздух для горения; дымососы, служащие для отвода продуктов сгорания через дымовую трубу, и другое вспомогательное оборудование.

Паровой котел и весь комплекс перечисленного оборудования составляют котельную установку. Следовательно, понятие «котельная установка» шире понятия «паровой котел».

В соответствии с технологической схемой производства пара в состав котельной установки входят:

- топливный тракт — комплекс элементов, в которых осуществляется разгрузка топлива, его подготовка, транспортировка и подача в топочную камеру для сжигания;
- водопаровой тракт — система последовательно включенных элементов оборудования, в которых движется питательная вода, пароводяная смесь, перегретый пар высокого давления и перегретый пар промежуточного давления; он включает в себя экономайзер, топочные экраны, пароперегреватели высокого и промежуточного давления;
- воздушный тракт — комплекс оборудования для забора холодного (атмосферного) воздуха, его подогрева, транспортировки и подачи воздуха в топочную камеру; он включает в себя короб холодного воздуха, дутьевой вентилятор, воздухоподогреватель (воздушная сторона) и горелочные устройства;
- тракт дымовых газов — комплекс оборудования, по которому движутся продукты сгорания до выхода в атмосферу; он начинается в топке, проходит через пароперегреватели, экономайзер, воздухоподогреватель (газовая сторона), золоуловитель, дымосос и заканчивается дымовой трубой.

1. Место и значение парового котла в системе электростанции

.....

1.1. Паровые котлы тепловых электростанций

Электрическая станция представляет собой промышленное предприятие для выработки электрической энергии. Основное количество энергии в России и в экономически развитых странах мира производят на тепловых электрических станциях (ТЭС), использующих химическую энергию сжигаемого органического топлива. Электрическую энергию вырабатывают также на тепловых электрических станциях, работающих на ядерном горючем, атомных электрических станциях (АЭС) и на электростанциях, использующих энергию потоков воды, — гидроэлектростанциях (ГЭС).

Независимо от типа электростанции электрическую энергию, как правило, вырабатывают централизованно, т. е. отдельные электрические станции работают параллельно на общую электрическую сеть и, следовательно, объединяются в электрические системы, охватывающие значительную территорию с большим числом потребителей электрической энергии. Это повышает надежность электроснабжения потребителей, уменьшает требуемую резервную мощность, снижает себестоимость вырабатываемой электроэнергии за счет рациональной загрузки электростанций, входящих в электрическую систему, и позволяет устанавливать агрегаты большой единичной мощности. Широко пользуются и централизованным снабжением теплотой в виде горячей воды и пара низкого давления, вырабатываемых на некоторых электростанциях одновременно с электрической энергией. Электрические станции, электрические и тепловые сети, а также потребители электрической энергии и теплоты в совокупности составляют энергетическую систему. Отдельные энергетические системы соединяют межсистемными связями повышенного напряжения в объединенные энергетические системы.

Основными ТЭС на органическом топливе являются паротурбинные электростанции, которые делятся на конденсационные (КЭС, рис. 1.1, а), вырабатывающие только электрическую энергию, и теплофикационные (ТЭЦ, рис. 1.1, б), предназначенные для выработки электрической и тепловой энергии.

Основными тепловыми агрегатами паротурбинной ТЭС является паровой котел и паровая турбина. Паровой котел представляет собой систему поверхностей нагрева для производства пара из непрерывно поступающей в него воды путем использования теплоты, выделяющейся при сжигании топлива, которое подается в топку вместе с необходимым для горения воздухом. Поступающую в паровой котел воду называют питательной водой. Питательная вода подогревается до температуры насыщения, испаряется, а выделившийся из кипящей (котловой) воды насыщенный пар перегревается.

При сжигании топлива образуются продукты сгорания — теплоноситель, отдающий теплоту воде и пару в поверхностях нагрева, который называется рабочим телом. После поверхностей нагрева продукты сгорания при относительно низкой температуре удаляются из котла через дымовую трубу в атмосферу. В результате горения твердого топлива остаются зола и шлак, которые также удаляются из агрегата. Полученный в котле перегретый пар поступает в турбину, в которой его тепловая энергия превращается в механическую и передается валу турбины. С последним связан электрический генератор, в котором механическая энергия превращается в электрическую. Отработанный пар из турбины направляют в конденсатор — устройство, в котором пар охлаждается водой какого-либо природного (река, озеро, пруд, море) или искусственного (градирня) источника и конденсируется.

Конденсатным насосом конденсат перекачивают через подогреватели низкого давления (ПНД) в деаэратор. При доведении конденсата до кипения происходит освобождение его от кислорода и углекислоты, вызывающих коррозию оборудования. Из деаэратора вода питательным насосом через подогреватели высокого давления (ПВД) подается в паровой котел. Подогрев конденсата в ПНД и питательной воды в ПВД производится паром, отбираемым из турбины, — регенеративный подогрев. Регенеративный подогрев воды также повышает КПД паротурбинной установки, уменьшая потери теплоты в конденсаторе.

Таким образом, на КЭС паровой котел питается конденсатом производимого им пара. Часть этого конденсата теряется в системе элек-

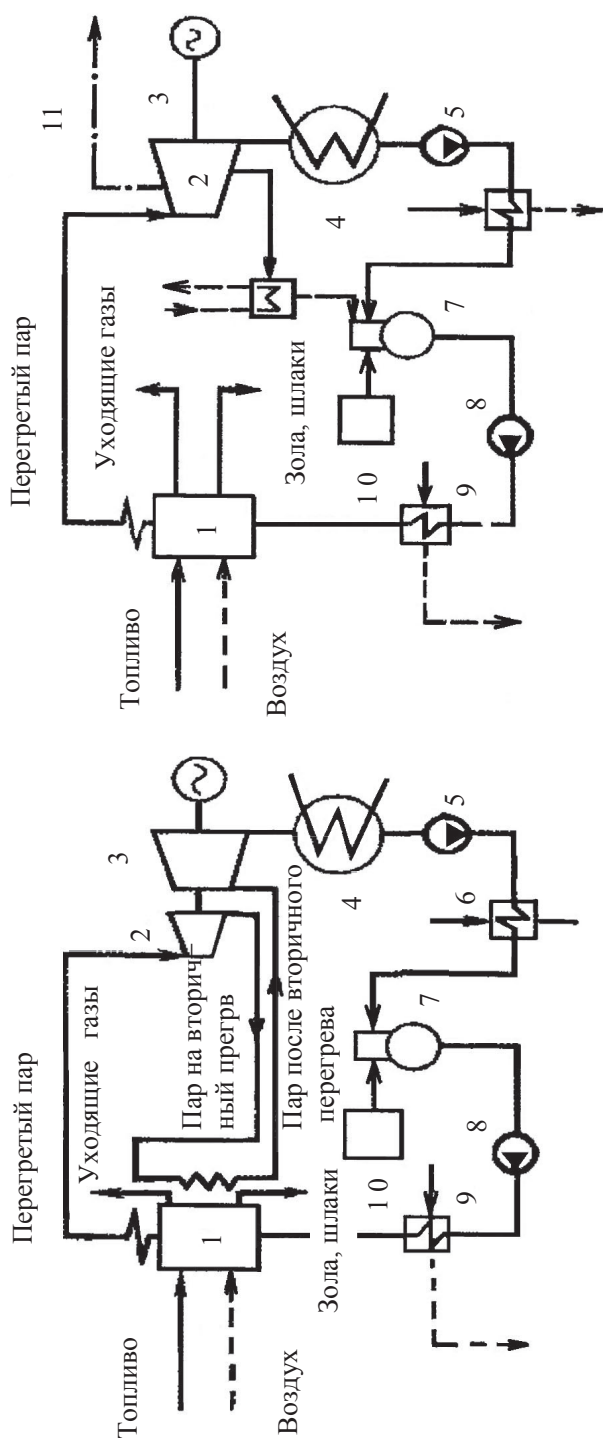


Рис. 1.1. Принципиальные схемы КЭС (а), ТЭЦ (б):

1 — паровой котел; 2 — паровая турбина; 3 — электрогенератор; 4 — конденсатор; 5 — конденсатный насос; 6 — ПНД; 7 — деаэрагор; 8 — питательный насос; 9 — ПВД; 10 — водоподготовительная установка; 11 — регулируемый отбор пара

тростанции и составляет утечки. На ТЭЦ часть пара, кроме того, отводится на технологические нужды промышленных предприятий или используется для бытовых потребителей. На КЭС утечки составляют небольшую долю общего расхода пара (примерно 0,5–1 %), и для их восполнения требуется добавка воды, предварительно обрабатываемой в водоподготовительной установке. На ТЭЦ такая добавка может достигать 30–50 % и более.

Существует несколько тенденций развития паровых котлов тепловых электростанций: увеличение единичной мощности, повышение начального давления пара и его температуры, применение промежуточного перегрева пара, механизация и автоматизация управления, изготовление и поставка оборудования крупными блоками для облегчения и ускорения его монтажа.

1.2. Парогенераторы атомных электростанций

Устройство, в котором осуществляется регулируемая цепная реакция деления ядер тяжелых элементов, называется ядерным реактором. В качестве ядерного топлива используют как природные изотопы ^{235}U , так и искусственные ^{233}U , ^{239}Pu и др. Ядерная энергия, высвобожденная в результате цепной реакции деления, превращается в теплоту, которая теплоносителем отводится из реактора. В зависимости от схемы АЭС бывают одноконтурные, двухконтурные и трехконтурные (рис. 1.2).

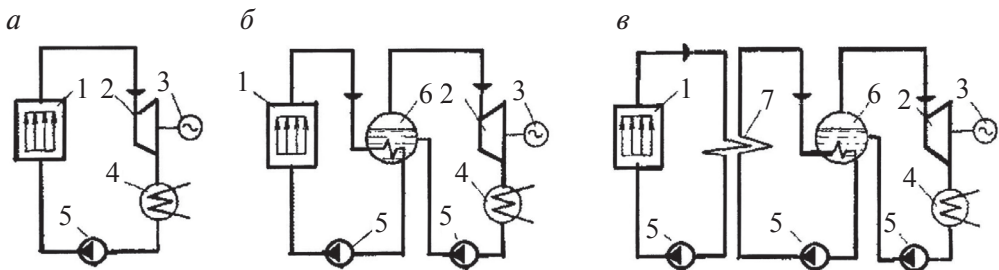


Рис. 1.2. Принципиальная схема АЭС:

а — одноконтурная; б — двухконтурная; в — трехконтурная: 1 — реактор; 2 — паровая турбина; 3 — электрогенератор; 4 — конденсатор; 5 — насос; 6 — парогенератор; 7 — промежуточный теплообменник

В одноконтурной АЭС (рис. 1.2, *а*) пар образуется непосредственно в реакторе. Следовательно, реактор одновременно является и парогенератором. Одноконтурные АЭС проще, дешевле и содержат минимальное число элементов оборудования. Вместе с тем под влиянием облучения в реакторе рабочее тело (вода и пар) становится радиоактивным. В этой связи не только реактор, но и другое оборудование водопарового тракта электростанции должно иметь биологическую защиту. Загрязнение пара приводит к образованию отложений в элементах оборудования. Поскольку эти отложения радиоактивны, то ремонт оборудования затрудняется.

В двух- и трехконтурной АЭС (рис. 1.2, *б, в*) нагреваемый в реакторе поток жидкости, газа или расплава металла является теплоносителем, который передает теплоту рабочему телу в парогенераторе. Наличие двух или трех контуров приводит к необходимости поддерживать в реакторе более высокое давление, чем давление пара, направляемого в турбину. Вместе с тем двух- и трехконтурные АЭС имеют преимущества перед одноконтурными, так как радиоактивность распространяется только в пределах первого контура.

1.3. Паровые котлы комбинированных установок

В результате применения пара со сверхкритическими параметрами, промежуточного перегрева, глубокой регенерации теплоты уходящих газов и достижения большой мощности (1200 МВт) тепловая экономичность ГЭС приблизилась к своему термодинамическому пределу.

Следующим шагом в повышении эффективности производства электроэнергии на электростанциях является использование комбинированных установок, главным образом парогазовых (ПГУ). Из всех известных схем ПГУ практический интерес представляют следующие три схемы.

В *схеме со сбросом газов в котел* (рис. 1.3, *а*) в высокотемпературной части используется газотурбинная установка (ГТУ), а в низкотемпературной — паротурбинная установка (ПТУ). Теплота выделяется в камере сгорания ГТУ в результате сжигания топлива. Горячие газы используются в газовой турбине. Отработав в турбине, далее они поступают в топку парового котла, в котором используются в качестве

окислителя, так как их состав близок к составу атмосферного воздуха (содержание кислорода 16–18%). Поэтому воздухоподогревателя в паровом котле нет.

Принципиальная схема ПГУ с котлом-утилизатором отличается от схемы со сбросом газов в котле только отсутствием подачи топлива в топку котла. Генерация пара в этом случае производится только за счет физической теплоты выхлопных газов ГТУ.

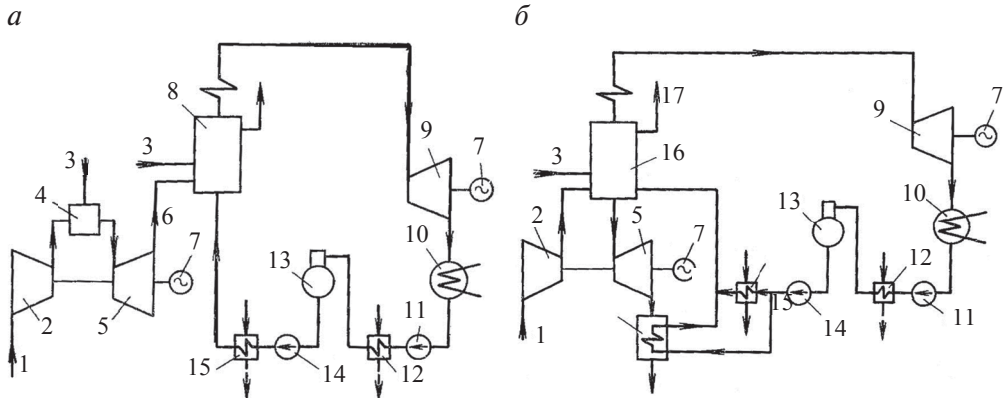


Рис. 1.3. Тепловая схема ПГУ со сбросом газов в котел (а) и тепловая схема ПГУ с высоконапорным парогенератором (б):

- 1 — воздух; 2 — компрессор; 3 — топливо; 4 — камера сгорания; 5 — газовая турбина;
 6 — выхлопные газы; 7 — электрогенератор; 8 — паровой котел; 9 — паровая турбина;
 10 — конденсатор; 11 — конденсатный насос; 12 — ПНД; 13 — деаэратор;
 14 — питательный насос; 15 — ПВД; 16 — высоконапорный паровой котел; 17 — уходящие газы

В схеме с высоконапорным парогенератором (рис. 1.3, б) сжигание топлива происходит при высоком давлении (0,6–0,7 МПа), что интенсифицирует процесс горения и снижает габариты котла. В газовой турбине также работают высокотемпературные газы, которые за газовой турбиной охлаждаются частью потока воды, идущей на выработку пара.

В комбинированной установке на ядерном топливе (рис. 1.4) камера сгорания заменяется энергетическим реактором с газовым теплоносителем. В качестве теплоносителя используется инертный газ — гелий, температура которого достигает 1500 °С.

Еще одним типом комбинированных систем с участием парового цикла являются магнетогидродинамические установки (МГД-установки), отличительной особенностью которых является безмашинное преобразование части тепловой энергии в электрическую (рис. 1.5). Сжатый в компрессоре и подогретый в котле до 1000–1200 °С

атмосферный воздух вместе с топливом поступает в камеру сгорания. Образовавшиеся здесь продукты сгорания при температуре $2500\text{ }^{\circ}\text{C}$ ионизируются. Интенсификация ионизации газа достигается присадками в камеру сгорания добавок в виде соединений калия, цезия и других щелочных металлов.

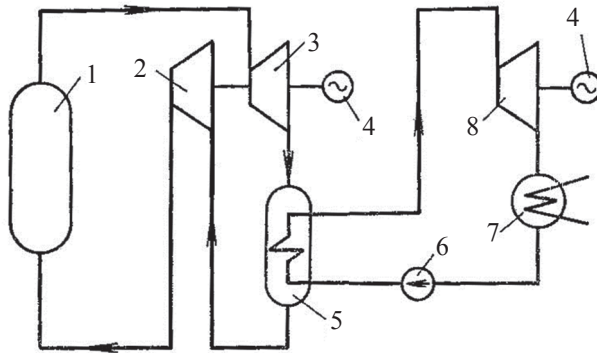


Рис. 1.4. Комбинированная парогазовая установка на ядерном топливе:
1 — реактор; 2 — компрессор; 3 — газовая турбина; 4 — электрический генератор;
5 — парогенератор; 6 — питательный насос; 7 — конденсатор; 8 — паровая турбина

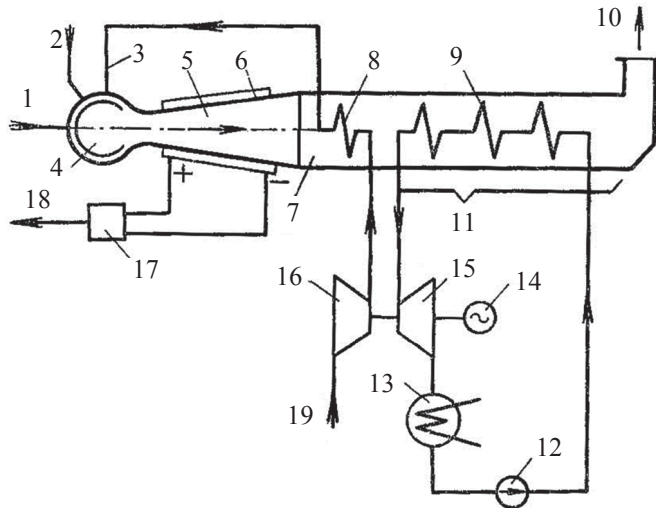


Рис. 1.5. Принципиальная схема электростанции с МГД-установкой:
1 — топливо; 2 — ионизирующие присадки; 3 — горячий воздух; 4 — камера сгорания;
5 — МГД-канал; 6 — электромагниты; 7 — газоход; 8 — воздухоподогреватель;
9 — поверхности нагрева парового котла; 10 — выход продуктов сгорания; 11 — паровой котел; 12 — насос; 13 — конденсатор; 14 — электрический генератор; 15 — паровая турбина;
16 — компрессор; 17 — преобразователь; 18 — электрический ток; 19 — воздух

Горячие ионизированные газы (высокотемпературная плазма) со свойствами электрического проводника поступают в канал через сопло и движутся в нем со скоростью около 700 м/с. Мощными постоянными магнитами в канале создается магнитное поле. При движении плазмы в мощном магнитном поле ионизированные частицы индуцируют в цепи постоянный электрический ток, который затем преобразуется в переменный. Газовый поток выходит из канала при температуре 1500–2000 °С. Такая высокотемпературная теплота газов используется для подогрева воздуха, необходимого камере сгорания, и для генерации пара, используемого в паровой турбине. Коэффициент полезного действия МГД-установки может достигать 50–60 %. Примерно 70–80 % всей электроэнергии вырабатывается в МГД-канале, остальное — в паротурбинной установке.

Контрольные вопросы к главе 1

1. Для чего служит конденсатор в схеме КЭС?
2. Каково назначение деаэратора?
3. Что происходит в подогревателях высокого и низкого давления?
4. Какие функции выполняет котел?
5. Каково назначение паровой турбины?
6. Чем отличаются принципиальные схемы ТЭУ и КЭС?
7. Для чего тепловая схема АЭС выполняется техконтурной?
8. Какую функцию выполняют выхлопные газы ГТУ в схемах ПГУ сбросного типа и ПГУ с котлом-утилизатором?

2. Классификация паровых котлов

.....

2.1. Основы классификации паровых котлов

При получении перегретого пара в паровых котлах последовательно протекают следующие процессы:

- подогрев питательной воды до температуры насыщения;
- кипение воды и парообразование;
- перегрев сухого насыщенного пара до заданной температуры.

Данные процессы имеют четкие границы, поэтому различают три вида поверхностей нагрева котла:

- экономайзер (происходит подогрев воды до температуры насыщения);
- парообразующая (испарительная) поверхность нагрева (происходит образование пара);
- пароперегреватель (происходит перегрев пара).

Экономайзер, испарительная поверхность и пароперегреватель — все эти поверхности выполнены из труб, обогреваемых снаружи высокотемпературными продуктами сгорания топлива. В целях обеспечения нормального температурного режима металла поверхностей рабочая среда внутри труб — вода в экономайзере, пароводяная смесь в испарительных трубах и перегретый пар в пароперегревателе — движется непрерывно. При этом вода в экономайзере и пар в пароперегревателе проходят однократно относительно поверхности нагрева. При движении воды в экономайзере возникает гидравлическое сопротивление, преодолеваемое напором, создаваемым питательным насосом. Давление, развиваемое питательным насосом, должно превышать давление в начале зоны парообразования на величину гидравлического сопротивления экономайзера. Аналогичным образом движение пара в пароперегревателе обусловлено перепадом давления, возникающим между зоной парообразования и турбиной.

В парообразующих трубах совместное движение воды и пара и преодоление гидравлического сопротивления этих труб в котлах различных типов происходит по-разному. Именно данное обстоятельство положено в основу классификации котлов. При этом различают котлы:

- с естественной циркуляцией;
- с многократной принудительной циркуляцией;
- прямоточные;
- с комбинированной циркуляцией.

2.2. Котлы с естественной циркуляцией

Рассмотрим работу замкнутого контура (рис. 2.1), состоящего из двух систем труб: обогреваемых труб 6 и необогреваемых 4, объединенных сверху барабаном 3, а внизу — коллектором 5. Замкнутая гидравлическая система, состоящая из обогреваемых и необогреваемых труб, образует циркуляционный контур (который заполняют водой до уровня на 15–20 см ниже диаметральной плоскости барабана). Объем барабана 3, заполненный водой, называют водяным объемом, а объем, занятый паром, — паровым объемом. Разделяющую их поверхность называют зеркалом испарения.

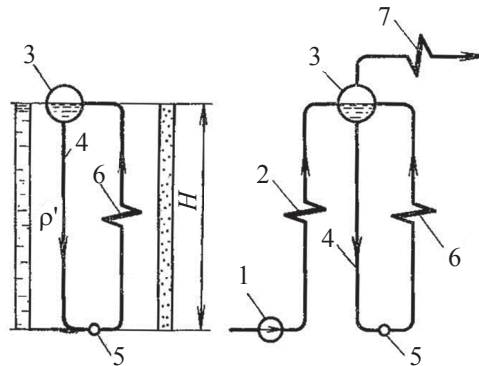


Рис. 2.1. Схема образования пара в котле с естественной циркуляцией:

1 — питательный насос; 2 — экономайзер; 3 — барабан; 4 — опускные трубы;
5 — коллектор; 6 — парообразующие (испарительные) экраны; 7 — пароперегреватель

Барабан — емкость, позволяющая отделить пар от воды и организовать циркуляцию воды в замкнутой гидравлической системе топоч-

ных экранов. Барабан четко разделяет экономайзерную, парообразующую и пароперегревательную зоны котла и одновременно является сепаратором пара от воды.

При включении горелок и создании в объеме топки высоких температур газов в трубах 6, обогреваемых этими газами, вода закипает, образуя пароводяную смесь. По мере продвижения пароводяной смеси от коллектора 5 к барабану 3 содержание пара в ней возрастает. Необогреваемые (опускные) трубы 4 заполнены водой, имеющей плотность ρ' при давлении в барабане. Следовательно, на нижнюю точку контура (коллектор 5) с одной стороны действует давление столба воды, заполняющей необогреваемые трубы 4, равное $\rho'gH$ (где g — ускорение силы тяжести; H — высота трубы), а с другой стороны — давление столба пароводяной смеси, заполняющей обогреваемые трубы, равное $\rho_{см}gH$ (где $\rho_{см}$ — усредненная по высоте трубы плотность смеси). Создающаяся в результате этого разность давлений $Hg(\rho' - \rho_{см})$ вызывает движение воды в контуре и называется движущим напором естественной циркуляции:

$$S_{дв} = Hg(\rho' - \rho_{см}).$$

По обогреваемым трубам вверх движется пароводяная смесь, в связи с чем они получили название подъемных труб, а по необогреваемым трубам вода из барабана движется вниз — это опускные трубы.

В результате возникшего в контуре движения вода в барабане и в опускных трубах имеет температуру близкую к насыщению при давлении в барабане; в подъемных трубах происходит ее испарение.

Движущийся поток пароводяной смеси обеспечивает охлаждение металла подъемных труб, обогреваемых факелом в топке, имеющим очень высокую температуру (в ядре факела — приблизительно 1600 °С), и гарантирует их длительную и надежную работу.

Котлы, в парообразующих трубах которых движение рабочей среды создается под воздействием напора циркуляции, естественно возникающего при обогреве этих труб, получили название паровых котлов с естественной циркуляцией.

При движении воды в экономайзере и пара в пароперегревателе рабочий процесс заканчивается при однократном прохождении рабочего тела. В отличие от них движение рабочего тела в циркуляционном контуре многократное. Это значит, что в процессе одного цикла прохождения через парообразующие трубы вода испаряется частично.

При естественной циркуляции массовое паросодержание (отношение массы пара на выходе из парообразующих труб к массе кипящей воды) составляет от 0,25 до 0,33 (т. е. от 25 до 30 %). При паросодержании на выходе равном, например, 10 % для полного испарения оставшегося объема воды последний должен пройти через контур циркуляции еще 9 раз (а всего 10 раз), т. е. имеет место 10-кратная циркуляция начального водяного объема.

Поскольку процесс образования и отвода пара из контура происходит непрерывно, в барабан 3 в соответствии с расходом пара также непрерывно поступает питательная вода, которая, смешиваясь с кипящей водой из подъемных труб, поступает в опускные трубы. Поэтому в контуре все время циркулирует (совершает круговое движение по замкнутому контуру) вода в неизменном количестве.

Отношение массового расхода циркулирующей воды G_v к количеству образовавшегося пара в единицу времени G_o называется кратностью циркуляции:

$$K = G_v / G_o.$$

В паровых котлах с естественной циркуляцией кратность циркуляции обычно составляет от 4 до 30. Таким образом, расход циркулирующей воды в контуре циркуляции в K раз больше паропроизводительности котла.

2.3. Котлы с многократной принудительной циркуляцией

В парообразующих трубах (рис. 2.2) принудительное движение рабочей среды организуется за счет насоса принудительной циркуляции 5, включенного в контур циркуляции после опускных труб 4. Такие котлы получили название котлов с принудительной циркуляцией.

Из выражения для движущегося напора естественной циркуляции $S_{дв} = Hg(\rho' - \rho_{см})$ следует, что он увеличивается при возрастании высоты котла. Поэтому котлы с естественной циркуляцией должны иметь значительную высоту, а трубы контура циркуляции располагаться вертикально.

Движущий напор циркуляции в котлах с принудительной циркуляцией в несколько раз превышает напор естественной циркуляции, что позволяет располагать парообразующие трубы в топке любым

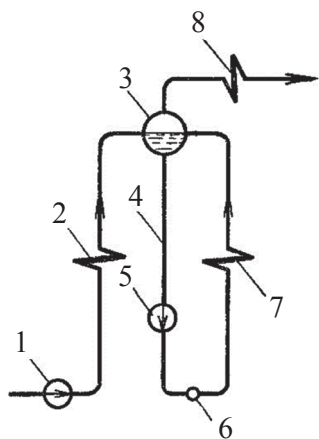


Рис. 2.2. Схема образования пара в котле с принудительной циркуляцией:

1 — питательный насос; 2 — экономайзер; 3 — барабан; 4 — опускные трубы; 5 — насос принудительной циркуляции; 6 — коллектор; 7 — парообразующие экраны; 8 — пароперегреватель

образом (наклонно, горизонтально), исходя из условий размещения котла в ограниченных по высоте помещениях, и более удобно его конструировать. Кроме того, котлы с принудительной циркуляцией могут быть использованы для получения пара более высокого давления (17–18 МПа). При таком давлении котлы с естественной циркуляцией надежно работать не могут, так как движущий напор естественной циркуляции падает из-за того, что значения плотности воды и пара приближаются друг к другу.

В таблице приведены значения плотности воды (ρ') и водяного пара (ρ'') на линии насыщения в зависимости от давления.

Из данной таблицы следует, что при повышении давления различие в плотности воды и пара на линии насыщения уменьшается. Еще в большей степени уменьшается различие в плотности пароводяной смеси $\rho_{см}$ в подъемных трубах и плотности воды ρ' в опускных трубах, поэтому движущий напор естественной циркуляции при давлении пара выше 16–17 МПа уже недостаточен для надежного охлаждения обогреваемых труб, расположенных в топке котла. В котлах с принудительной циркуляцией кратность циркуляции обычно составляет 3–10.

Значения плотности воды (ρ') и водяного пара (ρ'') на линии насыщения

Плотность ρ , кг/м ³	Давление P , МПа						
	10	14	16	18	20	21	22.0
Вода	688	621	585	544	491	451	374
Пар	55,5	87,0	107	133	170	200	266

В котлах с принудительной циркуляцией обязательным элементом (как и в котлах с естественной циркуляцией) является барабан, в котором происходит отделение пара от воды. Барабан обеспечивает организацию замкнутой гидравлической системы топочных экранов. Он также четко разделяет зоны котла — экономайзерную, парообразующую (испарительную) и пароперегревательную.

2.4. Прямоточные котлы

В котлах при парообразовании две фазы рабочего тела (вода и пар) присутствуют только по достижении докритического давления ($P_{кр} < 22,13$ МПа). При достижении критического давления $P_{кр} = 22,13$ МПа и критической температуры $374,15$ °С вода переходит в пар без кипения. При этом плотность пара и воды одинакова. Аналогичным образом происходит переход воды в пар при сверхкритическом давлении (СКД), когда переход воды в пар условно соответствует псевдокритической температуре. Следовательно, в котлах СКД барабан не нужен: практически отделение пара от воды и естественная циркуляция за счет разности плотностей пара и воды не могут быть организованы уже при давлении, превышающем 18 МПа, так как уже при этом давлении значения плотности пара и воды очень близки друг к другу. Поэтому при сверхкритических давлениях рабочего тела ($P_{кр} > 22,13$ МПа) применяют только прямоточные котлы.

Прямоточный котел (рис. 2.3) представляет собой разомкнутую гидравлическую систему. Вода, поступающая в котел, последовательно и однократно проходит через все поверхности нагрева: экономайзер 2, парообразующие поверхности 4, пароперегреватель 7, после чего в виде перегретого пара покидает котел. Таким образом, в парообразующих трубах кратность циркуляции $K = 1,0$. Здесь происходит безостановочное превращение воды в пар.

Упрощенно прямоточный котел может быть представлен в виде одной обогреваемой снаружи трубы, в которую поступает холодная вода (рис. 2.4, а).

В сечении *b* начинается нагрев воды. По мере продвижения воды температура ее растет и, наконец, достигает температуры кипения (насыщения) — сечение *c*.

На участке *c–d* трубы происходит парообразование — вода кипит и испаряется. По мере продвижения от сечения *c* к сечению *d* увели-

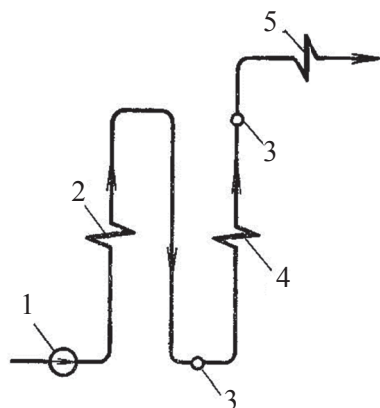


Рис. 2.3. Схема генерации пара в прямоточном котле:

- 1 — питательный насос; 2 — экономайзер; 3 — коллектор; 4 — парообразующие поверхности; 5 — пароперегреватель

чивается степень сухости x рабочего тела; сечение d соответствует полному испарению воды, т. е. сухому насыщенному пару. На всем участке зоны испарения температура среды является неизменной и равной температуре насыщения (кривая 1, рис. 2.5).

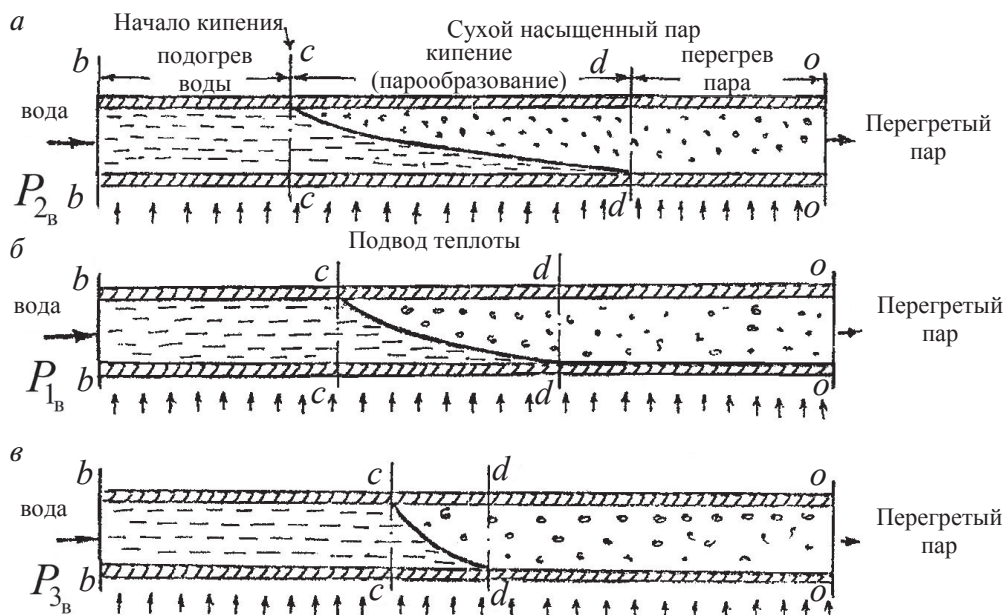


Рис. 2.4. Схема выработки пара в прямоточном котле докритического давления:

а — при $P_1 < P_2$; б — при $P_2 < P_3$; в — при $P_3 < P_2$

С сечения d начинается перегрев пара, продолжающийся вплоть до выходного сечения o , где он заканчивается; по мере продвижения пара к выходу растет степень его перегрева, достигающая максимума в выходном сечении o .

На рис. 2.4, б, в приведены процессы нагрева воды в трубе при более высоком давлении, чем в предыдущем случае. Характерно, что зона нагрева воды до начала кипения увеличилась. Это объясняется ростом температуры насыщения при повышении давления. В то же время протяженность зоны испарения с ростом давления уменьшается, так как с ростом давления величина скрытой теплоты парообразования падает. Одновременно растет протяженность зоны перегрева — при одной и той же конечной температуре пара.

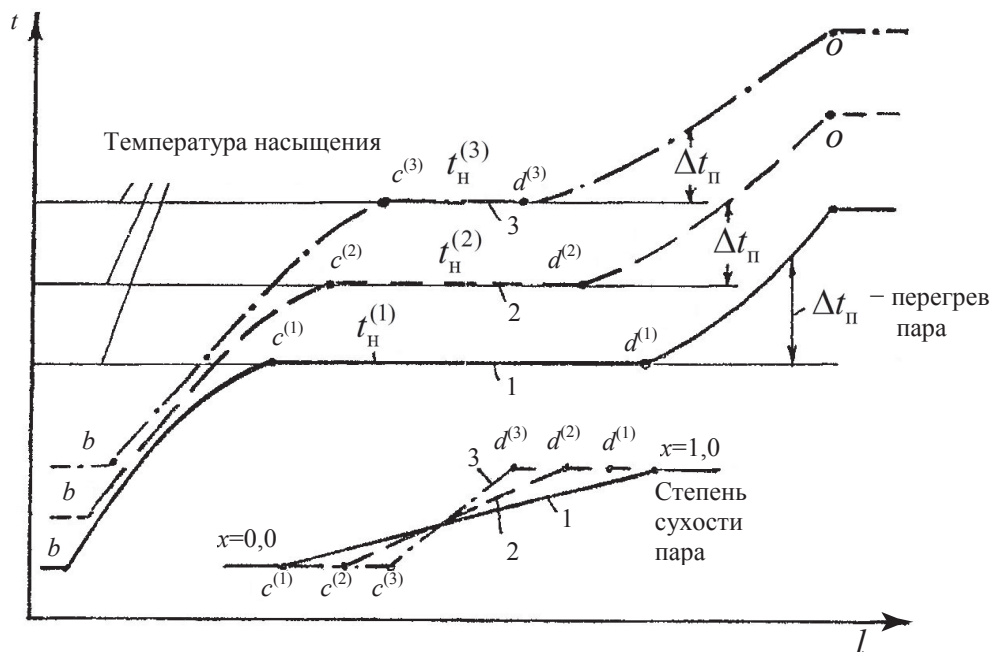


Рис. 2.5. Изменение температуры рабочего тела и степени сухости пара в зоне испарения при движении в обогреваемой трубе:

кривая 1 — при $P_1 < P_2$; кривая 2 — при $P_2 < P_3$; кривая 3 — при $P_3 < P_2$

Произведенный анализ показал, что поскольку в прямоточном котле отсутствует барабан, то исчезает четкая фиксация размеров экономайзерной, испарительной и пароперегревательной поверхностей (зон): границы между ними изменяются («плавают») при различных режимах работы котла.

Прямоточные котлы могут применяться как при докритическом, так и при сверхкритическом давлении пара (рис. 2.6). Выше была приведена модель работы котла докритического давления.

На рис. 2.6, а приведен процесс, соответствующий критическому давлению ($P_{кр} = 22,13$ МПа). В этом случае зона испарения исчезла, так как для этого давления скрытая теплота парообразования равна нулю. В сечении К вода сразу же переходит в пар. Повышение температуры происходит непрерывно — без зоны неизменной температуры (зоны испарения).

Таким образом, при парообразовании (кипении) при докритических давлениях одновременно существуют две среды — вода и пар. При критическом давлении в области температур ниже критической

(374,15 °C) существует только вода, в области больших температур — только пар; переход воды в пар происходит в критической точке; при этом нет одновременного существования двух фаз — или одна (вода), или другая (пар).

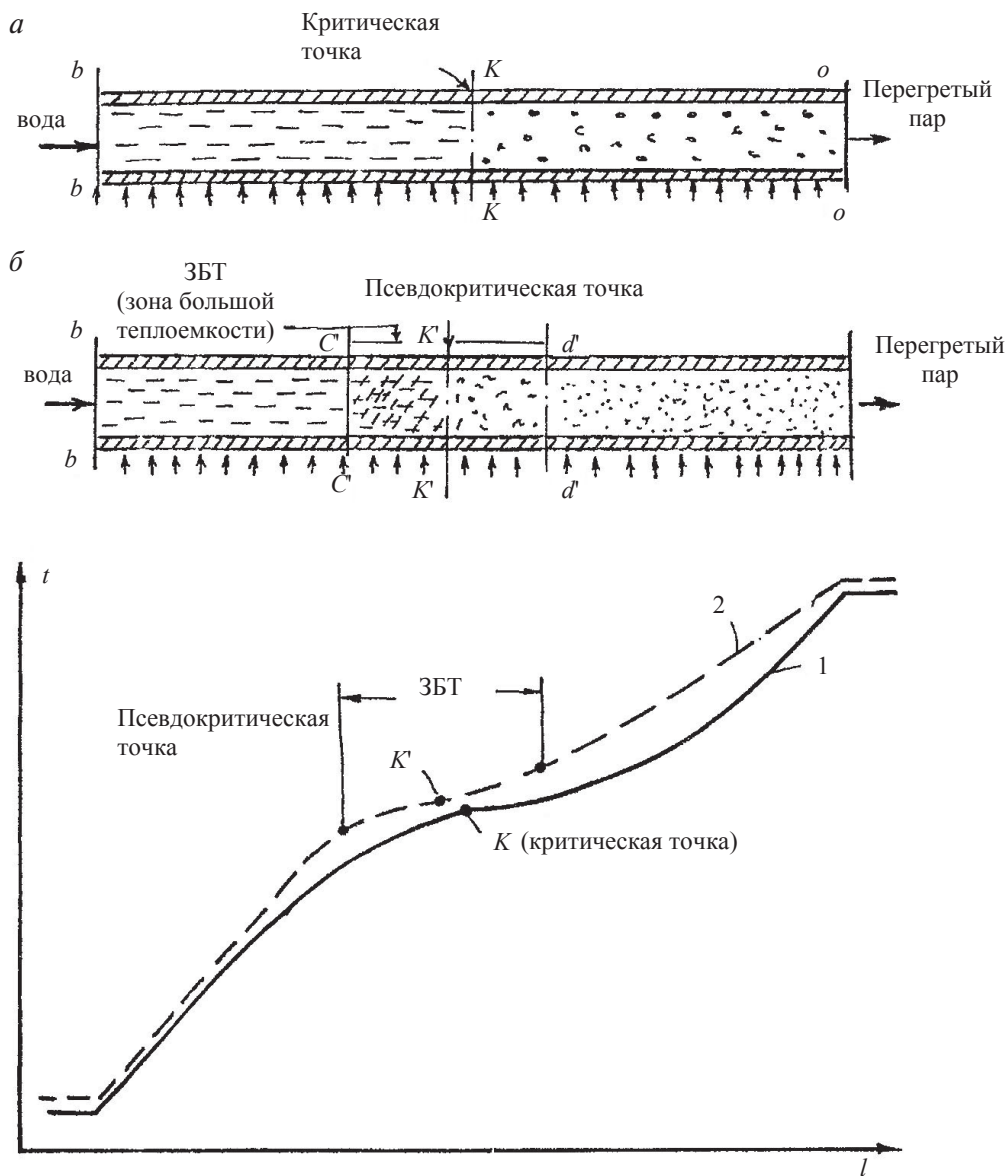


Рис. 2.6. Нагрев воды, образование пара и его перегрев в обогреваемой трубе:
а — при критическом (1); б — сверхкритическом (2) давлении

Понятие температуры насыщения (кипения) при давлениях выше критического теряет смысл. При таких давлениях по мере повышения температуры изменение свойств среды происходит непрерывно, как у аморфных веществ (кривая 1, рис. 2.6, б).

При сверхкритических давлениях между областью жидкой фазы (воды) и областью паровой фазы имеется промежуточная зона, в которой существенно возрастает теплоемкость среды (рис. 2.6, б). Область жидкой фазы отделена от области паровой фазы зоной, в которой теплоемкость возрастает во много раз: в 4–5 раз при 30 МПа; в 14–16 раз при 25 МПа. Внутри этой зоны переход жидкой фазы в парообразную происходит непрерывно; но в каждом состоянии существует только одна фаза — двух отдельных фаз, как при кипении в докритической области, нет. Иногда за точку перехода воды в пар при сверхкритических давлениях принимают температуру, которая соответствует максимуму теплоемкости при данном давлении. Эту температуру называют псевдокритической и обозначают T_{\max} . Приведем ее значения с точностью до 5 °С для ряда давлений в области СКД:

P , МПа	24	25	26	28	29	31
T_{\max} , °С	380	385	390	395	400	405

Область перехода от воды к состоянию пара называют зоной фазового перехода. Так как в этой зоне рабочее тело обладает максимальной — большой — теплоемкостью, то ее иначе называют зоной большой теплоемкости (ЗБТ) или зоной максимальной теплоемкости. Зону большой теплоемкости условно ограничивают минимальными значениями $C_p < 8,4$ кДж/(кг·К).

Таким образом, при СКД могут применяться только прямоточные котлы. В этом случае нельзя говорить о процессе испарения (парообразования), так как переход от состояния воды к состоянию пара происходит постепенно — без образования зоны двухфазного состояния (пар — вода).

Прямоточные котлы универсальны: они обеспечивают производство пара как при докритических, так и при сверхкритических давлениях пара, поэтому широко используются в энергетике.

2.5. Прямоточные котлы с комбинированной циркуляцией

В прямоточном котле (см. рис. 2.3) расход воды через парообразующие поверхности 4, расположенные в топке котла, равен расходу вырабатываемого котлом пара при любых, в том числе и низких, нагрузках котла. Например, если котел должен вырабатывать только 15 % номинального расхода пара, то и расход воды через поверхность 4 будет равен 15 % от номинального расхода. Однако из-за высокой температуры факела в топке эти поверхности воспринимают большие тепловые потоки. Если не обеспечивается хорошее охлаждение трубок, образующих поверхности, то температура металла их стенок растет, металл перегревается, прочность его падает и может произойти разрыв. Чтобы этого не произошло, охлаждение труб поверхностей, расположенных в топке (в зоне высоких температур факела), должно быть надежным; это достигается, если расход воды через них не меньше 30 % номинального расхода.

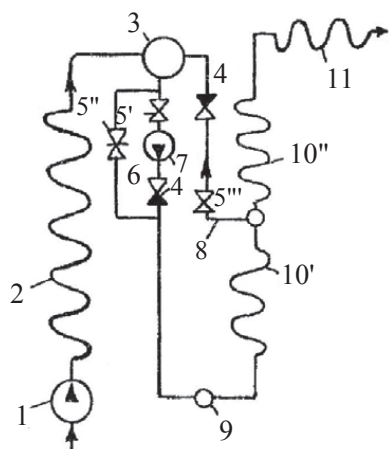


Рис. 2.7. Схема генерации пара в прямоточном котле с комбинированной циркуляцией:

1 — питательный насос; 2 — экономайзер; 3 — смеситель; 4 — обратный клапан; 5, 5', 5'' — задвижки; 6 — насос принудительной циркуляции; 7 — насос рециркуляции среды; 8 — линия рециркуляции среды; 9 — коллектор; 10' — парообразующие (испарительные) экраны; 10'' — поверхности, расположенные в зоне высоких температур факела; 11 — пароперегреватель

Для того чтобы обеспечить 30 %-ный расход воды через поверхность 10' котла при пусках и низких его нагрузках, когда расход вырабатываемого котлом пара меньше 30 %, используют схему, сочетающую прямоточное и циркуляционное движение воды (рис. 2.7). Для этого в схему включен насос рециркуляции среды (НРС) 7, соединенный входом со смесителем 3, к которому подключен выход из экономайзера 2 и линия 8 рециркуляции среды. При пуске данный насос включен в работу: открыта задвижка 5', закрыта задвижка 5'', вода из смесителя 3 насосом (НРС) 7 в количестве 30 % подается в поверхности 10', расположенные в нижней части топки, проходя их, обеспечивая надежное охлаждение. Затем часть нагретой воды (например, 15 %) по линии 8 возвращается в смеситель 3, где перемешивает-

ся с более холодной водой из экономайзера 2 и возвращается к насосу 7. Часть воды (в данном случае 15 %) из поверхностей 10' поступает в поверхности 10'', где происходит ее превращение в пар. Пар перегревается в перегревателе 11 и в количестве 15 % выходит из котла.

После того как потребный расход пара достигнет 30 %, НРС 7 отключается. Далее закрывают задвижку 5' и открывают задвижку 5''. При этом восстанавливается прямоточная схема движения среды в котле. Вода после экономайзера 2 через смеситель 3 по линии с задвижкой 5'' поступает в поверхности 10', проходит их и полностью поступает в поверхности 10''. Отводу воды по линии 8 препятствует задвижка 5''', которую закрывают.

2.6. Классификация котлов по государственному стандарту. Заводское обозначение котлов

К основным параметрам паровых котлов государственный стандарт (ГОСТ) относит номинальную паропроизводительность, номинальное давление свежего пара, номинальную температуру свежего и промежуточного пара (промперегрева), номинальную температуру питательной воды.

Номинальная производительность котла (определяется в килограммах в секунду (кг/с) или в тоннах в час (т/ч)) есть наибольшая паропроизводительность, которую должен обеспечить котел при длительной эксплуатации и сжигании основного топлива при поддержании номинальных параметров пара и питательной воды (с учетом допускаемых отклонений последних).

Номинальное давление свежего пара (мегапаскаль (МПа) или килограмм-сила на сантиметр в квадрате (кгс/см²)) — принятое при проектировании абсолютное давление пара, которое должно обеспечиваться на выходе из паросборной камеры (коллектора) пароперегревателя.

Номинальная температура пара (свежего и промперегрева, в градусах Цельсия (°C)) — температура пара, которая должна обеспечиваться котлом за выходными коллекторами при номинальной паропроизводительности и номинальном давлении пара.

Номинальная температура питательной воды (в градусах Цельсия (°C)) — температура воды на входе в экономайзер котла, которая

принята при проектировании котла и должна обеспечиваться при номинальной паропроизводительности.

Обычно различают котлы среднего давления — номинальное давление свежего пара до 10 МПа; высокого давления — номинальное давление свежего пара 14 МПа; сверхкритического давления (СКД) — номинальное давление 25 МПа. Номинальную температуру свежего пара для котлов высокого и сверхкритического давления в настоящее время принимают равной 545–570 °С.

Котлы с давлением 14 МПа и выше для тепловых (конденсационных) электростанций обычно выполняют с промежуточным перегревом пара. Номинальная температура пара промперегрева обычно равна температуре свежего пара, т. е. 545–570 °С.

На паровые котлы в СССР был распространен ГОСТ 3619–82, в котором регламентированы: паропроизводительность; давление свежего пара; температуры свежего пара, пара промперегрева и питательной воды; вид топлива и топочного устройства.

При этом в ГОСТе приняты следующие обозначения типов паровых котлов:

- Е — с естественной циркуляцией;
- Еп — с естественной циркуляцией и промежуточным перегревом пара;
- Пр — с принудительной циркуляцией;
- П — прямоточный;
- Пп — прямоточный с промежуточным перегревом пара.

В маркировку котла входят:

- обозначение типа котла;
- паропроизводительность котла (в т. ч. номинальная паропроизводительность);
- параметры свежего пара, из которых указывается номинальное давление свежего пара в килограмм-силе на сантиметр в квадрате (кгс/см^2);
- вид сжигаемого топлива.

Если котел сжигает твердое топливо, то вид топлива дополнительно не указывается. Другие виды топлива определяются буквами:

- Г — газ;
- М — мазут;
- ГМ — газ и мазут.

Кроме того, указывается тип топочного устройства: если котел выполнен с открытой камерной топкой и твердым (сухим) шлакоудалением, то это дополнительно в обозначении не указывается; для других условий к упомянутым обозначениям добавляется индекс:

- Ж — топки с жидким шлакоудалением;
- В — вихревая топка;
- Ц — циклонная топка;
- Р — решетка (слоевая топка);
- Н — котел под наддувом.

Рассмотрим примеры обозначений котлов по ГОСТ 3619–82:

- Пп-2650-255ГМ — прямоточный котел с промежуточным перегревом пара номинальной паропроизводительностью 2650 т/ч, давлением свежего пара 25,0 МПа (255 кгс/см²), рассчитанный на сжигание газа и мазута;
- Пп-2650-255 — то же, но котел рассчитан на сжигание твердого топлива;
- Е-420-140ГМ — котел с естественной циркуляцией (без промежуточного перегрева пара) паропроизводительностью 420 т/ч; давление свежего пара 13,8 МПа (140 кгс/см²), сжигает газ и мазут;
- Е-420-140Ж — то же, но сжигает твердое топливо и рассчитан на жидкое шлакоудаление.

В 1989 г. взамен ГОСТ 3619–82 введена в действие новая редакция стандарта, определяющего типы и обозначения котлов — ГОСТ 3619–89, в которой имеются определенные отличия от прежнего стандарта.

По ГОСТ 3619–89 условное обозначение типоразмера котла должно содержать:

- тип котла:
 - ▶ Пр — с принудительной циркуляцией;
 - ▶ Е — с естественной циркуляцией; П — прямоточные;
 - ▶ К — с комбинированной циркуляцией;
 - ▶ Прп, Пп, Кп — то же, но с промежуточным перегревом пара;
- номинальную паропроизводительность, тонн в час (для энергетических котлов стандартными являются: для котлов типа Е — 320, 420, 500 т/ч; для котлов типа Еп — 670 т/ч; типа Пп — 670, 800, 1000, 1650, 2650 и 3950 т/ч; для котлов Кп — 1000, 1650, 2650, 3950 т/ч);
- абсолютное давление свежего пара, мегапаскаль (стандартными являются значения 9,8; 13,8; 17,3–19,0; 25,0 МПа);

- температура пара и промежуточного перегрева пара, градус Цельсия (стандартными являются температуры свежего пара — 540, 560 °С; допускаются также 545, 555, 565 °С; для промежуточного перегрева пара стандартными являются 545, 540 °С; допускаются также температуры 555, 565 °С);
- индекс вида топлива:
 - ▶ К — каменный уголь и полуантрацит (тощий уголь);
 - ▶ А — антрацит;
 - ▶ Б — бурый уголь;
 - ▶ С — сланцы;
 - ▶ М — мазут;
 - ▶ Г — природный газ;
 - ▶ Д — другие виды топлива;для котлов, работающих на нескольких видах топлива (кроме растопочного), указываются все соответствующие индексы;
- индекс вида топки:
 - ▶ Т — камерная топка с твердым шлакоудалением;
 - ▶ Ж — то же, с жидким шлакоудалением;
 - ▶ Р — слоевая топка (решетка);
 - ▶ В — вихревая топка;
 - ▶ Ц — циклонная топка;
 - ▶ Ф — топка с кипящим (флюидизированным) слоем;при сжигании в камерной топке газа и (или) мазута индекс типа топки в обозначении типоразмера котла не указывают;
- для котлов с давлением в топке выше атмосферного (наддувом) — добавочный индекс Н.

Примеры условных обозначений котлов по ГОСТ 3619–89:

- Е-500-13,8-560ГМ — котел с естественной циркуляцией, паропроизводительностью 500 т/ч, с абсолютным давлением пара 13,8 МПа и температурой пара 560 °С, со сжиганием газа и мазута в камерной топке;
- Еп-670-18,8-545БЖ — котел с естественной циркуляцией и промежуточным перегревом пара, паропроизводительностью 670 т/ч, давлением пара 18,8 МПа, температурой пара 545 °С, температурой пара промежуточного перегрева 545 °С, со сжиганием бурого угля в камерной топке с жидким шлакоудалением;
- Пп-1000-25,0-545/542КТ — котел типа Пп, паропроизводительностью 1000 т/ч, давлением пара 25,0 МПа, температурой пара

545 °С, температурой промежуточного перегрева пара 542 °С, со сжиганием каменного угля в камерной топке с твердым шлакоудалением;

- Пп-2650-25,0-542/545 КГТ — котел типа Пп, паропроизводительностью 2650 т/ч, давлением пара 25,0 МПа, температурой пара 542 °С, температурой промежуточного перегрева пара 545 °С, со сжиганием каменного угля или газа в камерной топке с твердым шлакоудалением.

Наряду с обозначениями котлов по ГОСТ 3619–89 широко используются заводские обозначения котлов, в которых сначала записывается условное обозначение завода-изготовителя котла:

- Т — Таганрогский котельный завод «Красный котельщик» (ТКЗ);
- П — Подольский котельный завод им. Орджоникидзе (ЗиО);
- БКЗ — Барнаульский котельный завод (БКЗ).

В дальнейших обозначениях (цифровых) у каждого завода свои традиции. Подольский завод нумерует только заводскую серию котла (или цифровое обозначение проекта котла — П-57 (в ГОСТе котел обозначен как Пп-1650-255) или П-67 (в ГОСТе котел обозначен как Пп-2650-255)). Некоторые обозначения котлов Таганрогского завода:

- ТГМЕ-406 — таганрогский, газомазутный, с естественной циркуляцией, номер серии 406;
- ТГМП-204 — таганрогский, газомазутный, прямоточный, номер серии 204;
- ТПП-804 — таганрогский, сжигающий твердое («пылевидное») топливо, прямоточный, номер серии 804.

Контрольные вопросы к главе 2

1. Какие виды поверхностей нагрева различают в паровых котлах с точки зрения протекающих в них процессов?
2. Какие процессы с рабочим телом протекают в экономайзерных поверхностях нагрева котла?
3. Каким образом обеспечивается движение рабочего тела через экономайзерные поверхности нагрева котла?
4. В основу классификации котлов положены процессы, протекающие в одной из его поверхностей нагрева. В какой именно? Какая особенность процессов при этом учитывается?

5. Перечислите основные типы котлов с точки зрения схемы движения (циркуляции) среды в испарительных (парообразующих) поверхностях нагрева.
6. Какие силы обеспечивают движение рабочего тела через испарительные поверхности нагрева котла с естественной циркуляцией?
7. Можно ли создать котел с естественной циркуляцией, работающий при сверхкритических параметрах пара?
8. Для котла с естественной циркуляцией обязателен элемент, который отсутствует в прямоточных котлах. Какой это элемент?
9. Наличие какого элемента отличает схему котла с многократной принудительной циркуляцией от схемы котла с естественной циркуляцией?
10. Объясните происхождение названия «прямоточный котел».
11. Объясните различие в схемах прямоточного котла и котла с комбинированной циркуляцией.
12. Расшифруйте марку котла: 1) Пп-1650-255; 2) Еп-670-13,8-542/545 М.
13. Укажите наличие или отсутствие барабана в котлах со следующей маркировкой: 1) Е-500-13,8-560ГМ; 2) Пп-1000-25,0-545/545КТ; 3) Прп-670-18,8-545/545БЖ.

3. Технологическая схема производства пара на тепловой электростанции

.....

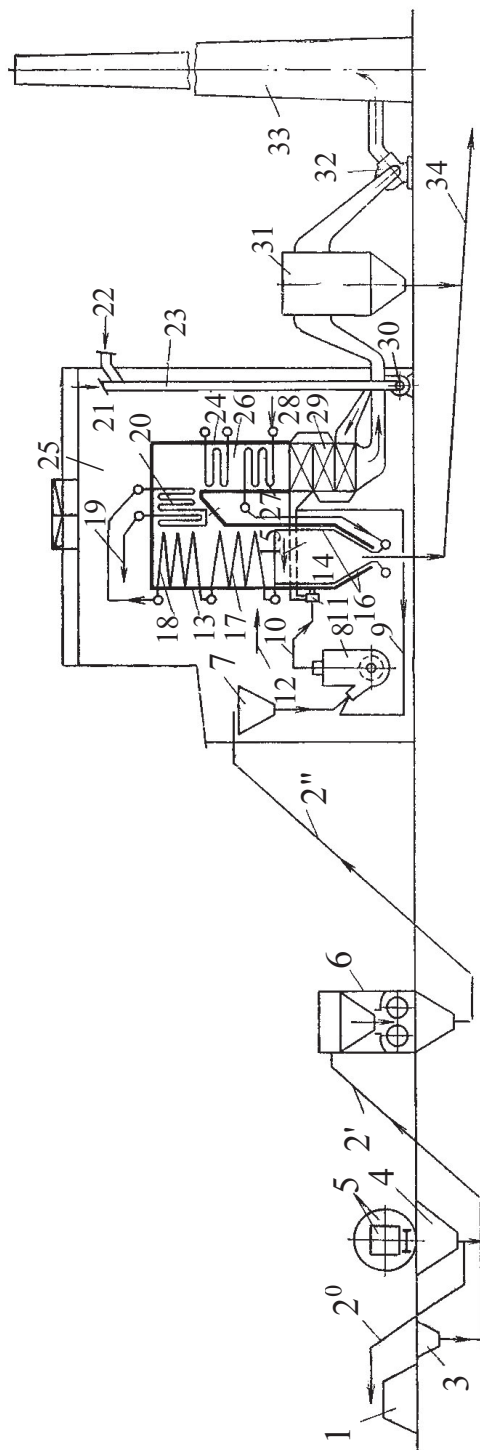
В соответствии с технологической схемой производства пара на тепловой электростанции с прямоточными котлами и сжиганием твердого топлива (угля) в пылевидном состоянии (см. рисунок).

Уголь в виде кусков поступает в железнодорожных вагонах в приемно-разгрузочное помещение ТЭС. Вагоны заталкиваются в вагоноопрокидыватели 5 и вместе с ними, поворачиваясь вокруг своей оси примерно на 180°, разгружаются в расположенные ниже бункеры 4.

Часть топлива ленточными транспортерами 2 ° подается на угольные склады ТЭС, где уголь хранится в штабелях 1, откуда, при необходимости, подается в бункер 3.

Уголь из бункеров 3 или 4 автоматическими питателями подается на транспортеры 2' первого подъема, передающие его на дробилки 6, которые измельчают уголь. Получающееся измельченное топливо — дробленка (размеры кусков не более 1—25 мм) — ленточным конвейером второго подъема 2'' подается в бункеры 7 котельной. Далее топливо поступает в углеразмольную мельницу 8, где оно измельчается до пылевидного состояния (размеры частиц пыли не более 500 мкм) и подсушивается с помощью горячего (первичного) воздуха 9. Образовавшаяся топливно-воздушная смесь по каналу 10 поступает затем через горелки 11 в топочную камеру 14; туда же подается горячий (вторичный) воздух 15 (для горения). Для сушки топлива используется горячий воздух при температуре 250—420 °С. Кроме того, этот воздух необходим для транспортирования и вдувания готовой пыли через горелочные устройства в топочную камеру котла.

В котле 13 из питательной воды образуется пар заданной температуры и давления.



Технологическая схема производства пара на ТЭС, сжигающей уголь:

1 — штабеля угля; 2°, 2' — ленточные транспортеры нулевого, первого и второго подъема соответственно; 3, 4 — бункеры; 5 — вагонопрокидыватели; 6 — дробилки; 7 — бункер сырого угля; 8 — мельница; 9 — канал первичного воздуха; 10 — канал топливно-воздушной смеси; 11 — горелки; 12 — фронт котла; 13 — паровой котел; 14 — топочная камера; 15 — канал вторичного воздуха; 16 — нижняя радиационная часть; 17 — средняя радиационная часть; 18 — верхняя радиационная часть; 19 — перегретый пар; 20 — конвективный пароперегреватель; 21 — забор воздуха из помещения; 22 — забор наружного воздуха; 23 — короб холодного воздуха; 24 — промежуточный пароперегреватель; 25 — горизонтальный газоход; 26 — конвективная шахта; 27 — экономайзер; 28 — питательная вода; 29 — воздухоподогреватель; 30 — дутьевой вентилятор; 31 — золоуловитель; 32 — дымосос; 33 — дымовая труба; 34 — шлакозоловый канал

Представленный на схеме котел имеет П-образный профиль или П-образную компоновку. Такой котел — это две вертикальные призматические шахты, соединенные сверху горизонтальным газоходом. Первая шахта — большая по размерам — является топочной камерой 14 (или просто топкой). В зависимости от мощности агрегата и сжигаемого топлива ее объем колеблется в широких пределах — от 1000 до 30000 м³. В топочной камере угольная пыль, газ или распыленный мазут сгорают на лету, и химическая энергия топлива преобразуется в теплоту сгорания. Горящее топливо в топке образует светящийся факел, в ядре которого температура достигает 1800–2000 °С. Образующиеся при сгорании топлива газы движутся вверх.

Стенки топочной камеры выполнены из огнеупорного материала, а снаружи покрыты тепловой изоляцией.

С внутренней стороны вдоль стен топочной камеры плотно расположены трубы, внутри которых течет вода или пар. Такие трубы являются парообразующими (испарительными) и частично перегревательными поверхностями нагрева, которые получают теплоту от горящего факела и топочных газов тепловым излучением и называются топочными экранами (их также называют радиационными поверхностями нагрева — от слова «радиация» — излучение). Внутренний диаметр труб 25–30 мм.

Некоторые конструктивные особенности топочных экранов описаны ниже.

В результате отдачи теплоты топочным экранам продукты сгорания охлаждаются до температуры 900–1200 °С (в зависимости от вида сжигаемого топлива) и поступают в горизонтальный газоход 25, а затем во вторую вертикальную (опускную) шахту 26.

Вторая вертикальная шахта 26 и соединяющий ее с топочной камерой 14 горизонтальный газоход 25 служат для размещения поверхностей нагрева, получающих теплоту конвекцией и потому называются конвективными газоходами, а сама вертикальная шахта 26 — конвективной шахтой. Поверхности нагрева, расположенные в конвективных газоходах, получили название конвективных поверхностей нагрева.

В топочных экранах вода превращается в пар. Поверхности нагрева, в которых образуется пар, являются испарительными или парообразующими. В прямоточном котле испарительные поверхности расположены в нижней части топки и называются нижней радиационной частью (НРЧ) 16. В котлах сверхкритического давления в НРЧ разме-

щается радиационный экономайзер (зона, в которой вода в котле нагревается до начала парообразования).

В современных котлах СКД среда из НРЧ поступает непосредственно в расположенные выше топочные экраны, в которых пар перегревается, — радиационный пароперегреватель. Он может состоять из двух поверхностей нагрева: средней радиационной части (СРЧ) 17 и верхней радиационной части (ВРЧ) 18, включенных между собой последовательно.

Из ВРЧ 18 частично перегретый пар поступает в поверхности нагрева, расположенные в переходном — горизонтальном газоходе 25. На входе в газоход расположены пароперегревательные поверхности, выполненные в виде вертикальных плотных пучков труб — ширм. Данные поверхности получают теплоту двумя способами: частично тепловым излучением (радиацией), частично — конвекцией, поэтому их часто называют «полурadiационными», а также ширмовым пароперегревателем.

После ширм пар поступает в последнюю по ходу пара поверхность нагрева — конвективный пароперегреватель (КПП) 20, расположенный в конвективном газоходе 26. Здесь пар доводится до необходимых температур. Из конвективного пароперегревателя пар заданных параметров (давления и температуры) — свежий пар — направляется в турбину.

Конвективный пароперегреватель представляет собой систему большого числа параллельно включенных между собой трубчатых змеевиков из стальных труб.

Температура газов за КПП достаточно высока (800–900 °С). Частично отработавший в турбине (ЦВД) пар снова поступает в котел для промежуточного перегрева до температуры, равной (или близкой) температуре свежего пара. Такой пароперегреватель получил название промежуточного (ППП) или пароперегревателя низкого давления 24.

На выходе из промежуточного пароперегревателя продукты сгорания имеют еще достаточно высокую температуру (500–600 °С), поэтому содержащуюся в них теплоту используют для работы конвективного экономайзера 27. В него поступает питательная вода, которая подогревается до температуры, меньшей температуры насыщения, и далее направляется в НРЧ.

За экономайзером 27 температура дымовых газов составляет 300–450 °С. Дальнейшая утилизация теплоты газов происходит в следующей

конвективной поверхности нагрева — воздухоподогревателе 29. Воздухоподогреватель представляет собой в данном случае систему вертикальных труб, внутри которых движутся продукты сгорания, а между ними — нагреваемый воздух. Обычно температура поступающего воздуха 30–60 °С. Горячий воздух при температуре 250–420 °С (в зависимости от топлива и способа его сжигания) разделяется на два потока:

- первичный — воздух используется в системе подготовки топлива для подсушки его при размоле и для транспорта пыли;
- вторичный — воздух направляется непосредственно в топочную камеру через горелки для обеспечения полного сгорания пыли.

Продукты сгорания после воздухоподогревателя называют уходящими газами; их температура 110–160 °С. Дальнейшая утилизация теплоты газов при столь низкой температуре нецелесообразна. Далее дымососом 30 продукты сгорания направляются через дымовую трубу 33 в атмосферу.

После сгорания топлива остается зола, которая лишь частично улавливается в топочной камере, а остальная часть уносится продуктами сгорания. Для очистки продуктов сгорания от унесенной ими золы устанавливают золоуловитель 31. Для защиты от абразивного золового износа дымососы располагаются после золоуловителя.

Контрольные вопросы к главе 3

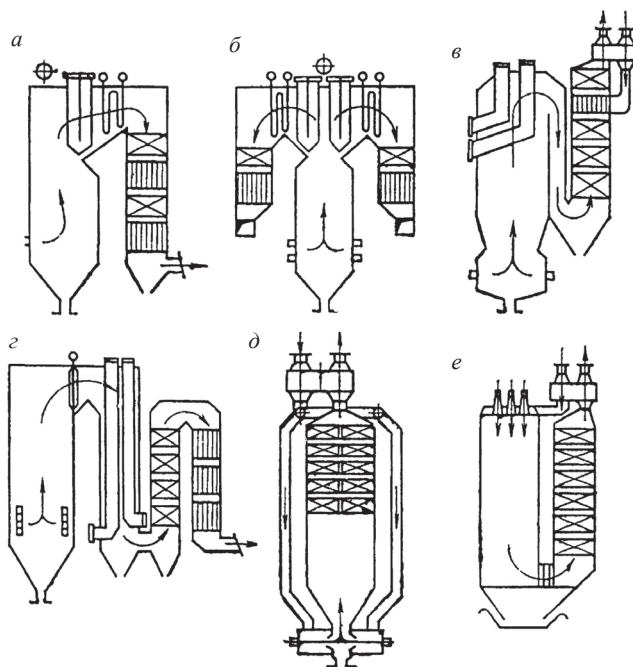
1. В каком виде поступает уголь в топку современного котла?
2. Где хранится запас угля на электростанции?
3. Каким образом уголь на электростанции попадает к бункерам котла?
4. Каким образом угольная пыль из углеразмольной мельницы попадает в топку котла?
5. Как называются поверхности нагрева, расположенные в топке котла? Каково происхождение этого названия?
6. Опускную вертикальную шахту, через которую отводятся дымовые газы из топки котла, называют «конвективной шахтой». Объясните происхождение этого названия.
7. Какие поверхности нагрева расположены в нижней части топки? Почему они так называются?

8. Какие поверхности нагрева расположены в горизонтальном (переходном) газоходе?
9. Какую роль выполняет экономайзер котла? Где расположены образующие его поверхности нагрева?
10. Объясните термины «первичный» и «вторичный» воздух.
11. Как называют продукты сгорания топлива на выходе из котла? Какова их температура для современного мощного котла?
12. Какие элементы (устройства) обеспечивают удаление уходящих газов (продуктов сгорания топлива) из котла в атмосферу?
13. Почему дымосос располагают по тракту дымовых газов за золоуловителем, а не перед ним?
14. Какие преимущества имеет Т-образная компоновка котла?

4. Компоновка поверхностей нагрева в паровых котлах

.....

Под компоновкой котла подразумевается взаимное расположение газоходов, размещение в них отдельных поверхностей нагрева и направление движения в них продуктов сгорания. Общая компоновка котла определяется видом сжигаемого топлива, параметрами пара и паропроизводительностью. Различают П-, Т-, N-, V-образную, 4-ходовую и башенную компоновки (см. рисунок) Чаще всего используются П- и Т-образные компоновки.



Схемы компоновок паровых котлов:

a — П-образная; *б* — Т-образная; *в* — N-образная; *г* — 4-ходовая; *д* — башенная;
е — U-образная

Наиболее распространена П-образная компоновка (см. рисунок *а*): в подъемной шахте располагается топочная камера, в опускной шахте — конвективные поверхности нагрева. Ее преимущество — подача топлива и выход дымовых газов производится в нижней части агрегата, что удобно для вывода шлака и установки очистки конвективных поверхностей нагрева. Тягодутьевые машины устанавливаются на нулевой отметке, что исключает вибрационные нагрузки на каркас котла. Эта компоновка удобна при сжигании каменных и бурых углей в котлах средней и повышенной паропроизводительности.

Для уменьшения габаритов котла — глубины конвективной шахты и высоты горизонтального газохода — в мощных энергоблоках применяется Т-образная компоновка (см. рисунок *б*): при одной подъемной шахте две опускные конвективные шахты расположены по обе стороны топки. Суммарное сечение обеих конвективных шахт увеличивается при сохранении габаритов, тем самым снижается скорость газов в конвективных поверхностях. Это особенно важно для мощных котлов, сжигающих твердое топливо с абразивной золой, так как снижение скорости газов уменьшает износ конвективных поверхностей нагрева. Однако при такой компоновке возникают конструктивные затруднения в отводе продуктов сгорания от двух конвективных шахт.

Т-образная компоновка используется для котлов ПК-39 (блок мощностью 300 МВт), котлов П-57 (блок мощностью 500 МВт), сжигающих экибастузский каменный уголь; котлов П-67 (блок мощностью 800 МВт), рассчитанных на сжигание углей Канско-Ачинского бассейна; котлов ТПП-804 (блок мощностью 800 МВт), рассчитанных на сжигание кузнецкого угля. Газомазутные котлы ТГМП-204 (блок мощностью 800 МВт) имеют П-образную компоновку.

При сжигании шлакующих топлив применяется 3- или 4-ходовая компоновка (см. рисунок *в, г*).

В U-образной 2-ходовой компоновке паровых котлов (см. рисунок *е*) продукты сгорания в топке движутся вниз, а в конвективной шахте — вверх (инвертный вариант). Горелки расположены на потолке топочной камеры. Достоинства такой компоновки: факел хорошо заполняет топочную камеру, пароперегреватели расположены низко (короче паропроводы к турбинам), аэродинамическое сопротивление воздушного тракта минимально (воздухоподогреватель находится вблизи горелок). Недостатки: транспортировка топлива на большую высоту и расположение на большой высоте вентиляторов, дымососов

и золоуловителей. U-образная компоновка с инвертной топкой может использоваться при сжигании газа, мазута, а также твердого топлива при удалении шлака в твердом состоянии.

Для мощных котлов, работающих под наддувом при сжигании мазута, природного газа и твердых топлив с большим содержанием высокообразивной золы, целесообразно использовать башенную компоновку (см. рисунок д). Недостатком такой компоновки является трудность создания опор для конвективных поверхностей нагрева, вентиляторов и дымососов, а также невозможность применения дробовой очистки конвективных поверхностей.

Существуют полубашенные компоновки котла, в которых регенеративный воздухоподогреватель и тягодутьевое оборудование устанавливаются внизу.

В основу рациональной компоновки котла положены два фактора — надежность и экономичность, поэтому задачами конструирования всех участков тракта являются создание малогабаритных поверхностей нагрева с максимальным использованием теплоты продуктов сгорания, обеспечение необходимого срока службы.

С этих позиций одним из условий выполнения этих задач является интенсификация теплообмена при сохранении температуры стенки поверхностей нагрева, обеспечивающей надежную работу их в течение определенного срока эксплуатации.

Интенсивность теплообмена зависит от температурного напора, поэтому целесообразно размещать в конвективных газоходах конвективные поверхности нагрева с относительно невысокой температурой рабочего тела последовательно в соответствии с понижением температуры продуктов сгорания. Так, например, конвективные пароперегреватели устанавливают в зоне высоких температур (850–950 °С).

Парообразующие поверхности нагрева вне зависимости от типа котла размещают в топочной камере.

Контрольные вопросы к главе 4

1. Какие преимущества имеет Т-образная компоновка?
2. Какими недостатками обладает П-образная компоновка котла?
3. Каково назначение многоходовых и башенных компоновок?

5. Эффективность использования топлива в котле

.....

5.1. Располагаемая теплота топлива

При работе котла неизбежны потери, поэтому степень экономического совершенства парового котла характеризуется его коэффициентом полезного действия (КПД), под которым понимают отношение количества полезно использованной теплоты к количеству располагаемой теплоты вводимого в котел топлива. Это самое общее определение, которое в дальнейшем будет конкретизировано.

Для определения КПД составляют тепловой баланс котла, под которым понимают распределение выделившейся при горении топлива теплоты на полезную часть (для получения пара требуемых параметров) и на тепловые потери.

При сжигании 1 кг твердого или жидкого топлива (или 1 м³ газа) наибольшее количество теплоты, которое может выделяться в топке, называют располагаемой теплотой топлива (Q_p). Величину Q_p образует целый ряд составляющих.

Основную часть этой теплоты составляет количество теплоты, которое выделяется при полном сгорании или 1 кг твердого, или 1 кг жидкого, или 1 м³ газообразного топлива за вычетом теплоты, использованной на испарение всей влаги топлива и влаги, образовавшейся при сгорании воздуха. Такое количество теплоты называют низшей теплотой сгорания топлива на рабочую массу и обозначают Q_n^p . Значения Q_n^p для некоторых видов топлива приведены ниже:

- донецкий уголь (марки Т) — 24,16 МДж/кг;
- кузнецкий уголь (марки Г) — 26,08 МДж/кг;
- экибастузский уголь (марки СС) — 16,72 МДж/кг;

- мазут — 40,2–44,0 МДж/кг;
- природный газ (Березовское месторождение) — 36,5 МДж/м³.

В располагаемую теплоту включают $Q_{\text{в.внеш}}$ — теплоту, внесенную в топку воздухом при подогреве его вне котлоагрегата; эта теплота учитывается в тех случаях, когда воздух предварительно, до поступления в воздухоподогреватель, подогревается от постороннего источника, например, в калориферах паром из отбора турбины. Эта величина пропорциональна температуре подогрева воздуха вне котла.

Следующая составляющая, входящая в Q_p , — физическая теплота топлива $Q_{\text{тл}}$. Данная величина пропорциональна температуре топлива. Ее учитывают при внешнем подогреве. Например, при сжигании мазута его подогревают паром до поступления в топку, чтобы снизить вязкость.

При сжигании мазута для его распыления в форсунках нередко используют пар. В этом случае необходимо учитывать $Q_{\text{п}}$ — теплоту пара, поступающего в форсунку для распыления мазута.

В итоге располагаемая теплота топлива в общем случае определяется как сумма перечисленных составляющих:

$$Q_p = Q_n^p + Q_{\text{в.внеш}} + Q_{\text{тл}} + Q_{\text{п}}.$$

Основной составляющей в этой сумме является Q_n^p , поэтому часто можно считать, что располагаемая теплота равна низшей теплоте сгорания ($Q_p^p \approx Q_n^p$).

5.2. Полезно использованная теплота

Из всего количества располагаемой теплоты полезно используется только та часть, которая затрачивается на выработку пара заданных параметров, т. е. на нагрев питательной воды до кипения, испарение воды и превращение ее в сухой насыщенный пар, перегрев пара. В котлах с промежуточным перегревом в это количество входит теплота, затрачиваемая на дополнительный подогрев части пара в промежуточном пароперегревателе. Полезно использованная теплота обозначается Q_1 . Эту величину можно выразить также в процентах

от величины располагаемой теплоты (q_1 — относительное количество полезно использованной теплоты)

$$q_1 = \frac{Q_1}{Q_p} \cdot 100\%.$$

Поскольку Q_1 — полезно использованная теплота (отнесенная к единице массы (объема) топлива), а Q_p — общее количество подведенной теплоты (на единицу массы или объема топлива), то их отношение q_1 представляет собой КПД котла, т. е.

$$\eta_k = q_1 = \frac{Q_1}{Q_p} \cdot 100\%.$$

5.3. Определение КПД котла по прямому балансу

Определить КПД котла можно следующим образом. Полное количество полезно использованной (воспринятой рабочим телом) в котле теплоты Q_{π} (МДж/с), определяется зависимостью

$$Q_{\pi} = G_o (h_o - h_{\text{пв}}) + G_{\text{пп}} (h_{\text{пп}}^{(2)} - h_{\text{пп}}^{(1)}),$$

где G_o — расход свежего пара; h_o — энтальпия свежего пара; $h_{\text{пв}}$ — энтальпия питательной воды на входе в котел; $G_{\text{пп}}$ — расход пара промперегрева; $h_{\text{пп}}^{(2)}$ и $h_{\text{пп}}^{(1)}$ — энтальпия пара на входе и выходе из промежуточного пароперегревателя.

Если B , кг/с или м³/с, — расход сжигаемого топлива в котле, то общее количество теплоты, введенное в котел,

$$Q_k = BQ_p^p.$$

Разделив величину Q_{π} на Q_k , мы получим КПД котла:

$$\eta_k = q_1 = \frac{Q_{\pi}}{BQ_p^p} \cdot 100\% = \frac{Q_{\pi}}{BQ_p^p} \left[(h_o - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{пп}} (h_{\text{пп}}^{(2)} - h_{\text{пп}}^{(1)}) \right] \cdot 100\%,$$

где $\alpha_{\text{пп}}$ — расход пара промперегрева в долях от расхода свежего пара, $\alpha_{\text{пп}} = G_{\text{пп}}/G_o$.

Очевидно, что

$$Q_1 = \frac{Q_{\text{п}}}{B} = \frac{G_{\text{о}}}{B} \left[(h_{\text{о}} - h_{\text{пв}}) + \alpha_{\text{пп}} (h_{\text{пп}}^{(2)} - h_{\text{пп}}^{(1)}) \right] \cdot 100\%.$$

Приведенное соотношение определяет КПД котла по методу прямого баланса. Для этого необходимо замерить: расходы пара $G_{\text{о}}$, $G_{\text{пп}}$, параметры свежего пара $P_{\text{о}}$, $t_{\text{о}}$ (для определения $h_{\text{о}}$), параметры питательной воды $P_{\text{пв}}$ и $t_{\text{пв}}$ (для определения $h_{\text{пв}}$), параметры пара промпрегрева (давление, температура) для определения $h_{\text{пп}}^{(2)}$ и $h_{\text{пп}}^{(1)}$, расход топлива B . Кроме того, необходимо знать характеристики топлива $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ и другие данные для расчета $Q_{\text{р}}^{\text{р}}$.

5.4. Потери теплоты в котле

Очевидно, что вся оставшаяся часть располагаемой теплоты, кроме полезно использованной, составляет потери теплоты $Q_{\text{пот}}$, тогда располагаемая теплота выразится как

$$Q_{\text{р}}^{\text{р}} = Q_1 + Q_{\text{пот}}.$$

К числу тепловых потерь котла относятся следующие:

- потери теплоты с уходящими газами

$$q_2 = \frac{Q_2}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}} \cdot 100\%;$$

- потери теплоты от химического недожога топлива

$$q_3 = \frac{Q_3}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}} \cdot 100\%;$$

- потери теплоты от механического недожога

$$q_4 = \frac{Q_4}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}} \cdot 100\%;$$

- потери теплоты от стенок котла в окружающую среду

$$q_5 = \frac{Q_5}{Q_{\text{р}}^{\text{р}}} \cdot 100\%;$$

- потери теплоты с физической теплотой шлаков, удаляемых из топки,

$$q_6 = \frac{Q_6}{Q_p} \cdot 100\%.$$

Потери теплоты с уходящими газами обусловлены тем, что температура дымовых газов на выходе из котла v_{yx} (120–160 °С) значительно выше температуры холодного воздуха, который забирается из окружающей среды. Чем выше температура уходящих газов, тем больше потеря теплоты Q_2 или q_2 . Потери с уходящими газами современных котлов составляют примерно 5–8 %.

Потери теплоты с химическим недожогом имеют место в том случае, если в уходящих из топки газах имеются продукты неполного сгорания, т. е. непрореагировавшие горючие элементы. К их числу относят СО (угарный газ); H_2 (водород), CH_4 (метан). Их сгорание за пределами топочной камеры становится невозможным вследствие недостаточно высокой для этого температуры и нехватки кислорода. Теплота, которая могла быть получена в топочной камере в случае догорания этих горючих элементов, и составляет химический недожог.

При правильно организованном топочном режиме химический недожог в современных котлах мощных энергоблоков при сжигании угля должен отсутствовать ($q_3 = 0$), а при сжигании газа и мазута $q_3 = 0...0,5\%$.

Потери теплоты с механическим недожогом связаны с неполнотой сгорания топлива в виде твердых частиц. При сжигании торфа, углей и сланцев механический недожог представляет собой коксовые частицы, которые частично обгорели и покрылись снаружи застывшим шлаком (горючие частицы как бы заплавлены в шлак). В нормальных условиях эксплуатации потери с механическим недожогом при сжигании твердых топлив составляют 0,5–5,0 %. Потери q_4 при сжигании газа и мазута невелики (обычно менее 0,1 %).

Потери теплоты в окружающую среду обусловлены более высокой температурой наружной поверхности обмуровки и обшивки котла по сравнению с температурой окружающего воздуха. Для паровых котлов, работающих в блоке с турбинами 300 МВт и более, величина рассматриваемой потери относительно невелика: $q_5 \leq 0,25\%$.

Потери теплоты с физической теплотой шлака Q_6 или q_6 учитывают только для котлов, имеющих жидкое шлакоудаление.

5.5. Определение КПД котла методом обратного баланса

Составим уравнение баланса теплоты в котле:

$$Q_p^p = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6,$$

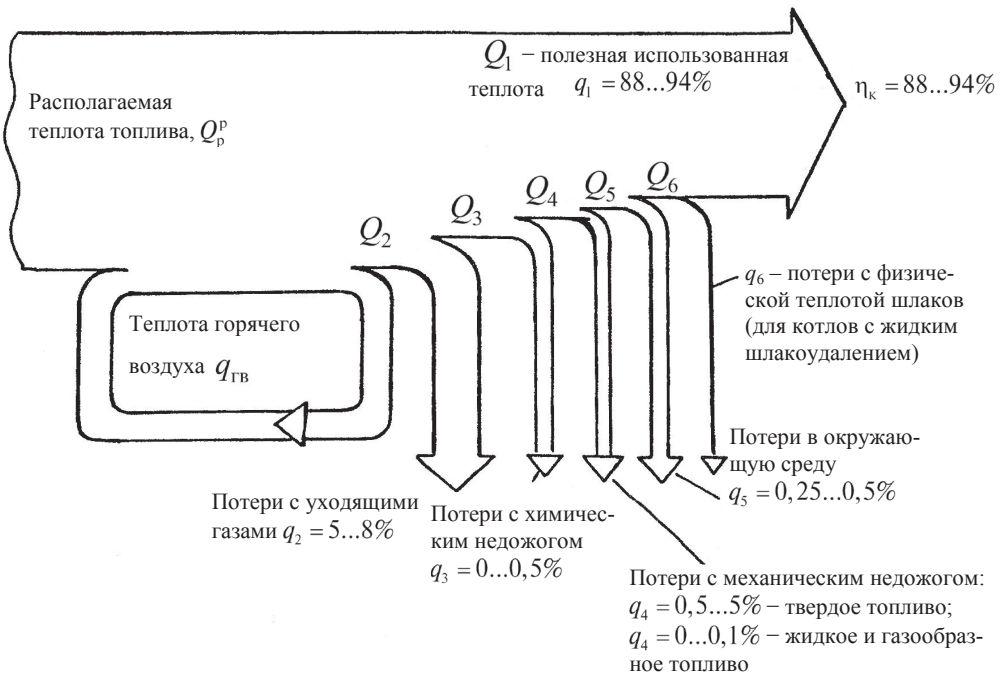
или разделим обе части на Q_p^p и умножим на 100 %:

$$100\% = q_1 + q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6 = q_1 + q_{\text{пот}}.$$

Отсюда следует:

$$q_1 = \eta_k = 100\% - q_{\text{пот}} = 100\% - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6).$$

Последнее соотношение определяет способ определения КПД методом обратного баланса. Для этого необходимо определить все составляющие потерь котла: q_2, q_3 и так далее и вычесть их из 100 %.



Тепловой баланс котла

Преимущество этого метода определяется тем, что величина потерь сравнительно невелика (сумма всех потерь для котлов большой мощности при сжигании твердого топлива составляет 10–12 %, а при сжигании газа и мазута 6–8 %) и их можно определить с большей точностью, чем величину полезно использованной теплоты q_1 (составляющей 88–90 %). Кроме того, определение q_1 при использовании метода прямого баланса требует измерения расхода топлива B , что представляет очень сложную задачу при сжигании твердого топлива.

На рисунке (см. с. 45) представлена диаграмма, характеризующая баланс теплоты в котле.

Контрольные вопросы к главе 5

1. Какие величины нужно измерить, чтобы определить КПД котла по методу прямого баланса?
2. Перечислите основные потери, которые могут иметь место при сжигании газа в котле.
3. Какая составляющая потеря теплоты в котле наиболее значительна? От чего она зависит?
4. При сжигании какого топлива КПД котла выше — угля или газа? Почему?
5. Какова примерная величина КПД современного котла для энергоблоков большой мощности?
6. В чем заключаются методы прямого и обратного баланса определения КПД котла? Какой из них предпочтительнее? Почему?

6. Характеристики движения рабочей среды в паровом котле, температурный режим поверхностей нагрева

.....

6.1. Основные характеристики движения пароводяной смеси

Рассмотрим основные характеристики движения пароводяной смеси:

1. Массовая скорость среды w_p , кг/(м²·с) (воды, пара, пароводяной смеси) — массовый расход, отнесенный к единице сечения:

$$w_p = \frac{G}{f}.$$

2. Скорость циркуляции w_o , м/с, — скорость воды при температуре насыщения:

$$w_o = \frac{G_{см}}{f\rho'},$$

где $G_{см}$ — массовый расход пароводяной смеси через систему труб, $G_{см} = G_{воды}$ — на входе; f — сечение для прохода рабочей среды; ρ — плотность воды при температуре насыщения.

3. Приведенная скорость воды w'_o , м/с, — скорость, которую имела бы вода, проходящая через данное сечение парообразующей трубы, если бы она занимала все сечение трубы

$$w'_o = \frac{G_B}{f\rho'}.$$

4. Приведенная скорость пара w''_o , м/с, — скорость, которую имел бы пар, проходящий через данное сечение парообразующей трубы, если бы он занимал все ее сечение:

$$w_o'' = \frac{G_{\pi}}{f \rho''}.$$

где G_{π} — массовый расход пара через систему труб; ρ'' — плотность пара при температуре насыщения.

5. Относительная скорость пара, w_r :

$$w_r = w_{\pi} - w_B.$$

Поскольку $w_{\pi} \neq w_B$, при движении пароводяной смеси истинные скорости воды и пара отличаются от расходных. В восходящем потоке $w_{\pi} > w_B$, в опускном движении $w_{\pi} < w_B$.

6. Массовое паросодержание (степень сухости) x — массовая доля пара в потоке пароводяной смеси при $w_{\pi} = w_B$:

$$x = \frac{G}{G_{\text{см}}}.$$

7. Скорость пароводяной смеси:

$$w_o = \frac{G_{\text{см}}}{f \rho'} = \frac{G_{\pi} + G_B}{f \rho'}.$$

После преобразований получим:

$$w_o = w_o' + w_o'' \frac{\rho''}{\rho'};$$

$$w_{\text{см}} = w_o' + w_o'' = w_o + w_o'' \left(1 - \frac{\rho''}{\rho'} \right);$$

$$v_{\text{см}} = x v'' + (1 - x) v', \text{ а } w_{\text{см}} = \frac{G_{\text{см}} v_{\text{см}}}{f} = w_o \left[1 + x \left(\frac{\rho'}{\rho''} - 1 \right) \right].$$

8. Объемное расходное паросодержание β — объемная доля пара в потоке пароводяной смеси при одинаковой скорости воды и пара

$$\beta = V_{\pi} / (V_{\pi} + V_B) = \frac{1}{1 + \frac{1-x}{x} \frac{\rho''}{\rho'}}.$$

При низких давлениях влияние x велико в области ее малых значений (рис. 6.1). С ростом давления это влияние уменьшается. При любом давлении $d\beta/dx$ уменьшается с ростом x .

9. Напорное (истинное) паросодержание φ — доля сечения трубы, занятая паром $f_{\text{п}}$, соответствующая истинной скорости воды и пара:

$$\varphi = f_{\text{п}} / f.$$

В отличие от расходного паросодержания, предполагающего равенство скоростей пара и воды $w_{\text{д}} = w_{\text{в}}$,

$$\varphi = c\beta,$$

где $c = \frac{w_{\text{см}}}{w_{\text{п}}}$.

При подъемном движении $c < 1$, $\varphi < \beta$, т. к. $w_{\text{д}} > w_{\text{см}}$.

При опускном движении $c > 1$, $\varphi > \beta$, т. к. $w_{\text{д}} < w_{\text{см}}$.

Если $w_{\text{д}} = w_{\text{в}} = w_{\text{см}}$, то $c = 1$, $\varphi = \beta$.

С повышением давления относительная скорость пара падает: $c \rightarrow 1$, $\varphi \rightarrow \beta$. По длине трубы массовое паросодержание изменяется линейно: на входе $x = 0$ (если $i_{\text{вх}} = i'$), на выходе $x = 1$ (если $i_{\text{вх}} = i''$). Объемное паросодержание β и истинное φ на начальном участке возрастает резко, а далее интенсивность их роста убывает. С повышением давления φ и β приближаются к значению x .

10. Действительная скорость пара $w_{\text{п}}$:

$$w_{\text{п}} = w_{\text{о}}'' / \varphi.$$

11. Действительная скорость воды $w_{\text{в}}$:

$$w_{\text{в}} = w_{\text{о}}' / (1 - \varphi).$$

12. Расходная плотность пароводяной смеси $\rho_{\text{см}}$, соответствующая одинаковой скорости воды и пара:

$$\rho_{\text{см}} = G_{\text{п}} / (w_{\text{о}}' f) + G_{\text{в}} / (w_{\text{о}}' f).$$

13. Действительная (истинная) плотность пароводяной смеси $\rho_{\text{н}}$ соответствует истинным значениям скорости пара и воды:

$$\rho_{\text{н}} = (1 - \varphi)\rho' + \varphi\rho''.$$

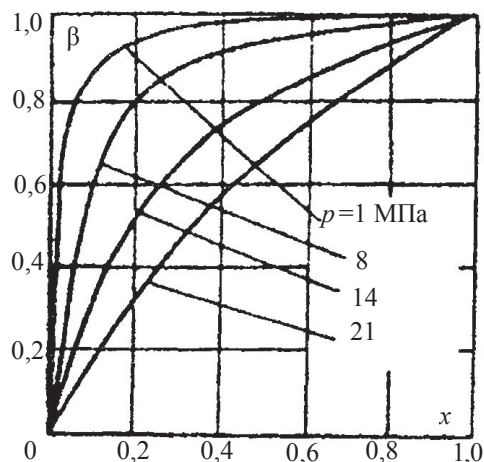


Рис. 6.1. Зависимость объемного паросодержания β от массового паросодержания x при различных значениях давления

Относительная скорость пара при восходящем движении приводит к уменьшению доли сечения, занятой паром ϕ , и увеличению доли сечения, занятой водой $(1 - \phi)$. При этом $\rho_n > \rho_{cm}$. С ростом давления ρ_n приближается к ρ_{cm} .

14. Кратность циркуляции K — отношение количества циркулирующей воды к количеству получаемого пара за один и тот же промежуток времени:

$$K = 1/X.$$

6.2. Режимы движения пароводяной смеси

Режим движения пароводяной смеси (рис. 6.2) оказывает сильное влияние на интенсивность отвода теплоты от поверхности нагрева.

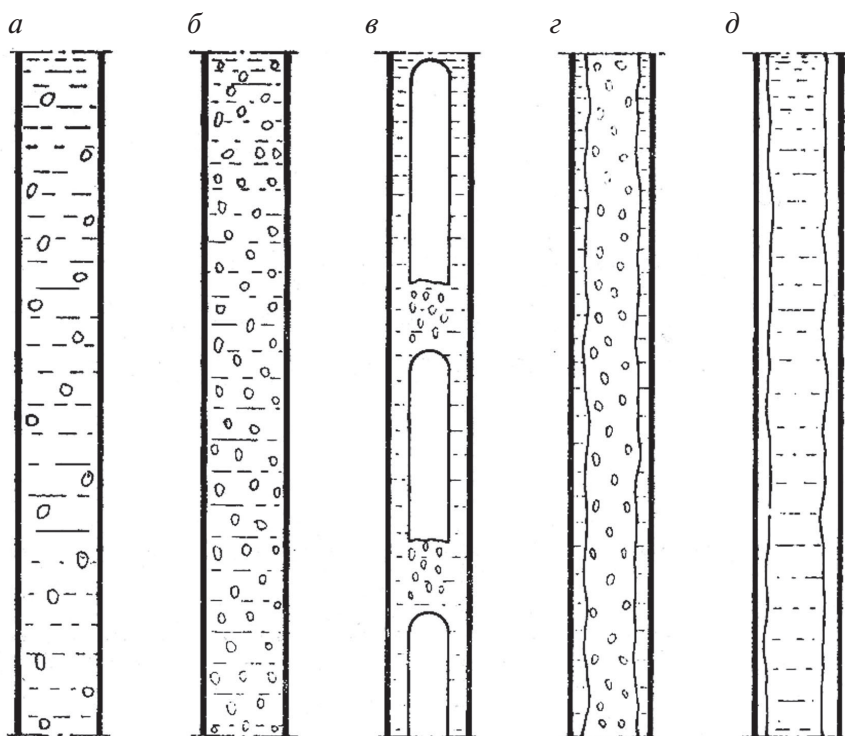


Рис. 6.2. Режимы течения пароводяной смеси в вертикальных трубах:
 а — пузырьковый; б — эмульсионный; в — снарядный; г — дисперсно-кольцевой;
 д — обращенный дисперсно-кольцевой

При малом паросодержании и небольшой скорости пароводяной смеси в адиабатном потоке движутся отдельные пузырьки пара. Это — пузырьковый режим (рис. 6.2, *а*). С увеличением паросодержания и роста w смесь содержит большее количество пузырьков в движущемся потоке жидкости — эмульсионный режим (рис. 6.2, *б*). При малых w увеличение паросодержания приводит к объединению пузырьков в более крупные — снарядный режим (рис. 6.2, *в*). При дальнейшем увеличении паросодержания водные перемычки между паровыми образованиями сокращаются, образуя сплошной паровой стержень, — дисперсно-кольцевой режим (рис. 6.2, *г*). Пленка воды, движущаяся по стенке, надежно защищает последнюю от перегрева. При пленочном кипении паровая пленка отделяет поток жидкости от теплообменной поверхности — обращенный дисперсно-кольцевой режим (рис. 6.2, *в, г, д*). Смена одного режима другим протекает постепенно, без четких границ.

Характерной особенностью течения пароводяной смеси в горизонтальных трубах является неравномерность распределения воды и пара по сечению трубы (рис. 6.3). Пар движется у верхней поверхности трубы, а вода перемещается у нижней. Чем выше скорость, тем меньше асимметрия. Для труб диаметром 30–40 мм при относительно больших скоростях воды на входе $w > 1$ м/с на начальном участке трубы образуются пузырьки, движущиеся вместе с жидкостью, постепенно объединяясь (рис. 6.3, *а*). Режим постепенно становится похожим на дисперсно-кольцевой для вертикальных труб.

При малой скорости воды на входе ($w < 1$ м/с) асимметрия приводит к оголению значительных участков трубы на всем ее протяжении (рис. 6.3, *б*). Расслоенный режим неустойчив.

При СКД рабочее тело представляет собой однородную среду. Но даже при СКД в горизонтальных трубах может возникнуть неоднородность.

В местах гибов стенка трубы омывается водой менее надежен, что связано с центробежным эффектом забрасывания воды к наружной образующей. Поэтому внутренняя образующая может охлаждаться недостаточно.

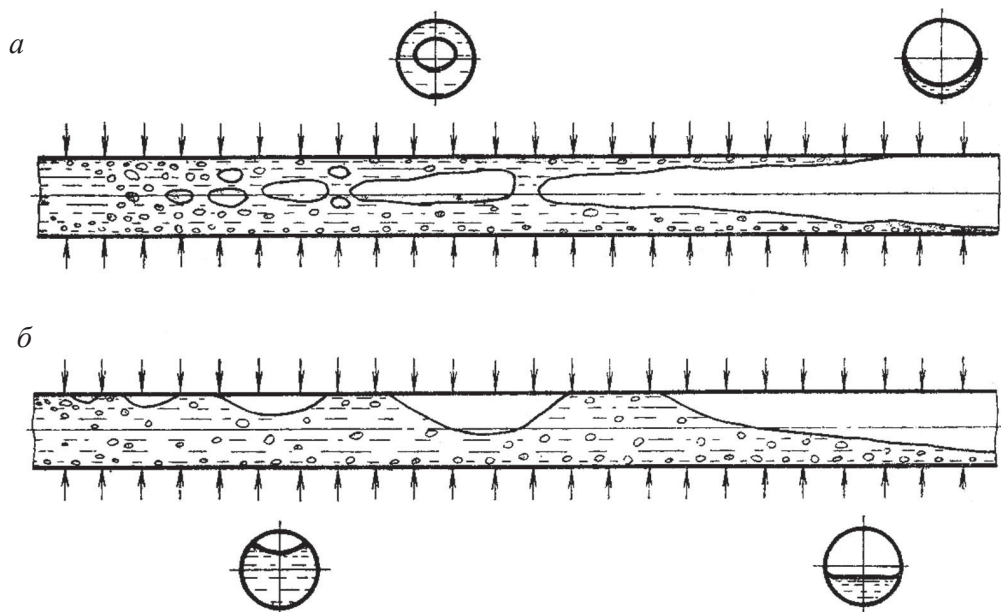


Рис. 6.3. Режимы течения 2-фазного потока в горизонтальных трубах при большой (а) и малой входных скоростях (б)

6.3. Температурный режим поверхностей нагрева

Существует три области теплообмена — топочные экраны, получающие теплоту излучением, полурадиационные поверхности, конвективные поверхности. Движение пароводяной смеси, а следовательно, и охлаждение парообразующих труб различных паровых котлов организуется по-разному.

В котлах с естественной циркуляцией пароводяная смесь перемещается в результате движущего напора циркуляции. Массовая скорость на входе с увеличением нагрузки сначала резко возрастает, а далее стабилизируется или даже несколько снижается из-за того, что увеличивающееся паросодержание приводит к повышению сопротивления труб (кривая 1, рис. 6.4). В установках с многократной принудительной циркуляцией движение воды осуществляется насосом, поэтому независимо от нагрузки массовая скорость почти постоянна (кривая 2, рис. 6.4). В прямоточных котлах массовая скорость пропорциональна

нагрузке (кривая 3, рис. 6.4). При малой нагрузке массовая скорость может оказаться недопустимо низкой, что может привести к перегреву труб. Поэтому снижение нагрузки не должно быть более чем 30 % от номинальной.

В агрегатах, в которых при малой нагрузке движение организовано по принципу многократной принудительной циркуляции, а при большой нагрузке — по принципу прямоточности, изменение скорости соответствует кривой 4 (рис. 6.4).

В зависимости от соотношения подведенной и отведенной теплоты устанавливается тепловое состояние трубы, характеризующееся определенной температурой. Совокупность температур в различных точках образует температурное поле. Различают температурное поле вдоль движения рабочей среды и температурное поле в поперечном сечении труб.

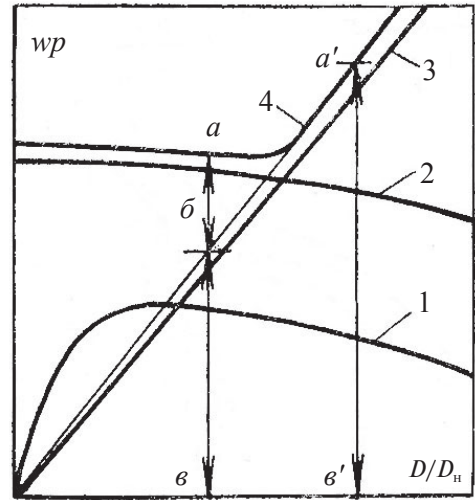


Рис. 6.4. Влияние нагрузки котла на массовую скорость:

- 1 — естественная циркуляция;
- 2 — многократно-принудительная циркуляция;
- 3 — прямоточное движение;
- 4 — комбинированная циркуляция

6.4. Кризисы теплообмена в парообразующих трубах

В парообразующих трубах могут возникать ухудшенные температурные режимы, сопровождающиеся опасным повышением температуры. Различают ухудшенные режимы при пузырьковом и дисперсно-кольцевом режимах течения.

При пузырьковом течении (рис. 6.5, а) температура стенки находится на достаточно низком уровне. Даже при интенсивном обогреве она превышает температуру насыщения всего на несколько десятков градусов (линия 1–2). По мере движения и обогрева на стенке образуется все больше пузырьков, которые в конце концов образуют паровую пленку и резко ухудшают теплоотдачу. Явление резкого ухуд-

шения теплоотдачи при смене пузырькового течения пленочным называют кризисом кипения, а тепловую нагрузку, соответствующую этой смене режимов, — критической $q_{кр}$. Данный процесс сопровождается стремительным повышением температуры, что приводит, как правило, к разрыву парообразующей трубы (т. 3, рис. 6.5, *а*). Такое явление может возникнуть при больших тепловых нагрузках.

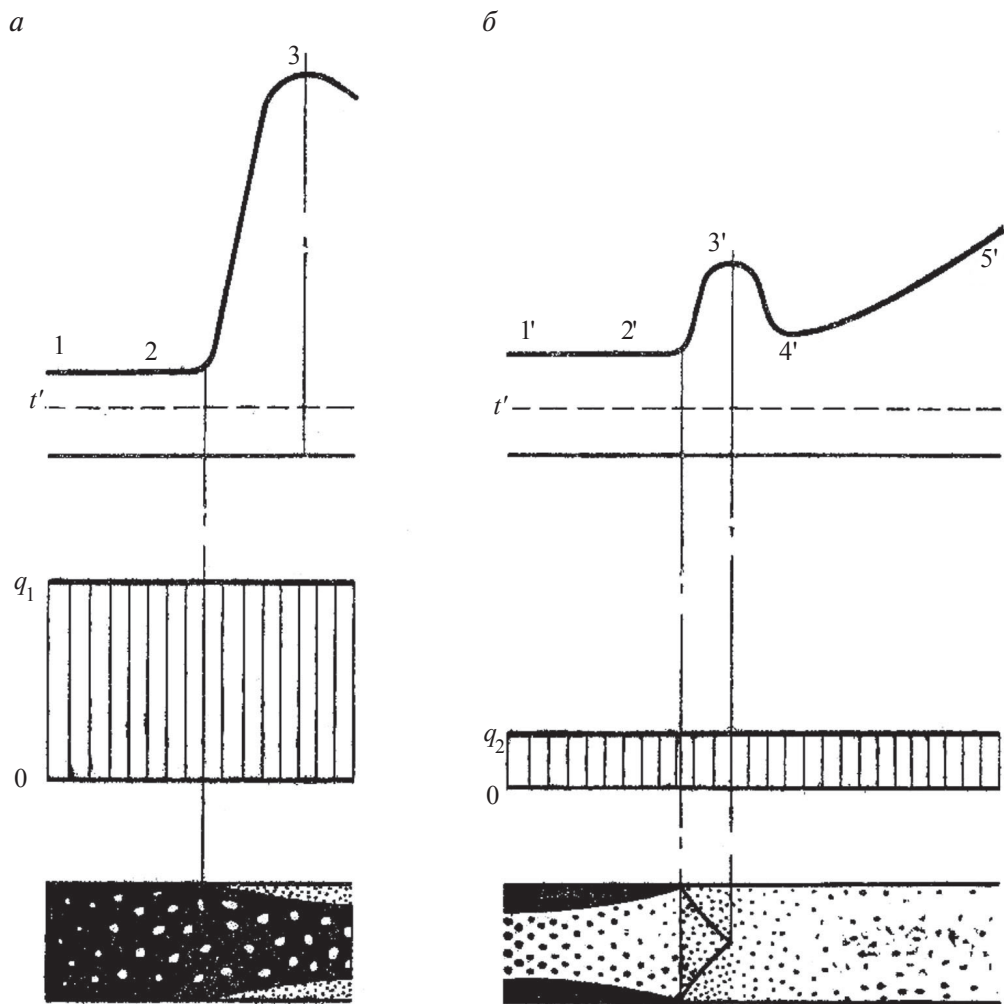


Рис. 6.5. Общая картина температурного режима парообразующей трубы при пузырьковом (*а*) и дисперсно-кольцевом режимах (*б*) течения пароводяной смеси

При дисперсно-кольцевом режиме (рис. 6.5, *б*) вдоль стенки движется водяная пленка. Сплошная водяная пленка обеспечивает нор-

мальный отвод теплоты с поверхности трубы, температура стенки при этом поддерживается на допустимом уровне (линия 1'–2'). При увеличении обогрева водяная пленка сначала утоняется, а затем разрушается. На стенке образуется сплошной паровой слой, а в ядре потока движется слабо перегретый пар, содержащий капли воды. Температура стенки резко увеличивается (т. 2', рис. 6.5, б). Наступает кризис кипения, вызванный сменой дисперсно-кольцевого течения дисперсным и полным высыханием пленки. Такой кризис может быть даже при малой тепловой нагрузке и сравнительно высоком коэффициенте теплоотдачи. Кризис кипения, связанный с высыханием пленки, не приводит к столь значительному повышению температуры стенки (линия 2'–3').

В современных мощных котлах основные парообразующие поверхности представляют собой экраны, обогреваемые неравномерно по периметру. На лобовой поверхности обогрев более интенсивный, а на тыльной стороне — менее интенсивный (рис. 6.6). Неравномерный обогрев вызывает поперечную циркуляцию, что активизирует охлаждающее действие рабочей среды и тормозит возникновение кризиса кипения. Поэтому в неравномерно обогреваемых трубах кризис кипения возникает при более высоких $q_{кр}$. В данном случае можно предусматривать большие форсировки. Повышения допустимых нагрузок можно добиться также турбулизацией потока с помощью различных вставок (винтовых, спиральной нарезки на внутренней поверхности трубы и т. д.).

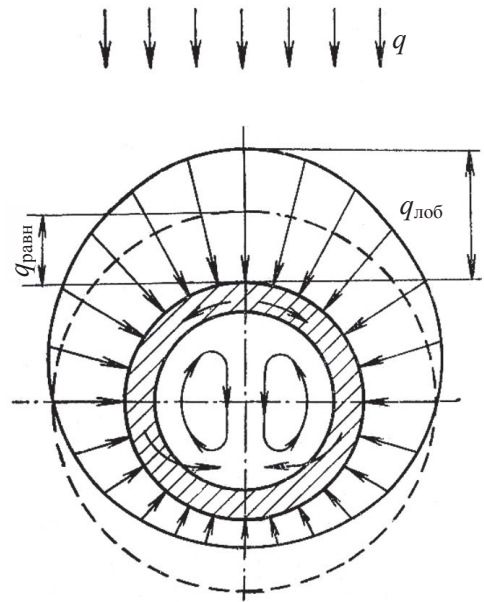


Рис. 6.6. Распределение теплоты при одностороннем обогреве гладкой трубы

6.5. Температурный режим по длине канала

Прямолинейные каналы

Изменение температуры по водопаровому тракту паровых котлов представлено на рис. 6.7.

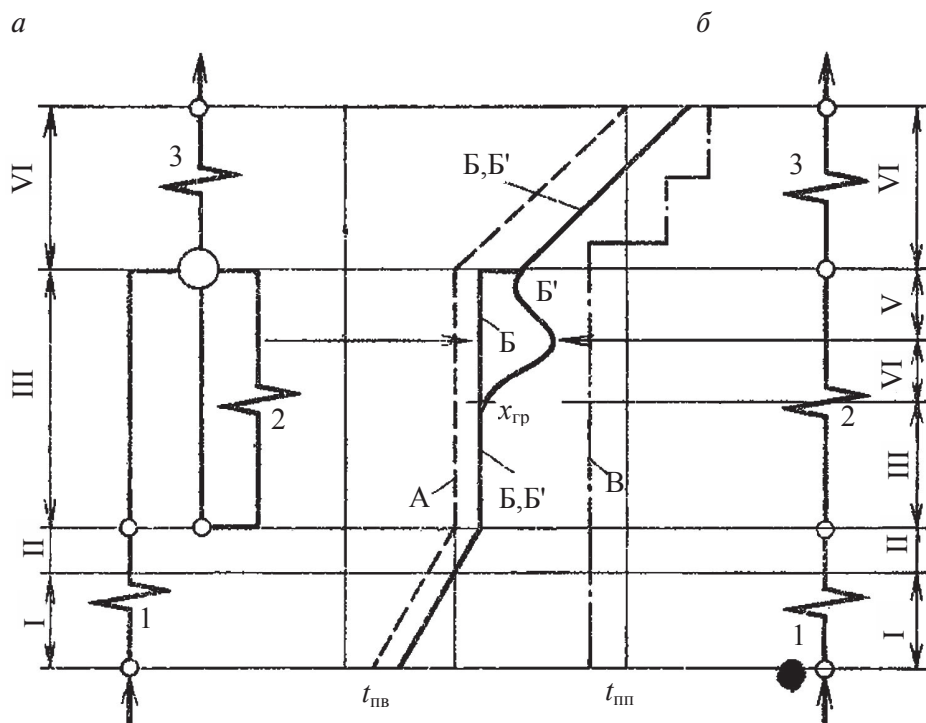


Рис. 6.7. Изменение температуры по водопаровому тракту барабанного (а) и прямоточного (б) котла ДКД:

А — температура рабочего тела; Б — температура стенки трубы барабанного котла; Б' — температура стенки трубы прямоточного котла; В — допустимая температура металла

При любой схеме температура воды в экономайзере повышается до t_n , в парообразующих трубах $t = t_n = t'$, в пароперегревателе температура пара повышается до $t_{пп}$.

Участок I: $t_{\text{потока}} (t_n)$ и $t_{\text{стенки}} (t_{ст})$ ниже t' . Здесь обогрев слабый: $q = 5...10 \text{ кВт/м}^2$, а коэффициент теплоотдачи высокий: $\alpha_2 \approx 2...5 \text{ кВт/(м}^2 \cdot \text{К)}$, охлаждение хорошее, поэтому $t_{ст}$ больше t_n на несколько градусов.

Участок II: $t_{\text{п}} < t'$, но $t_{\text{ст}} > t'$, то есть на стенке уже началось парообразование. Пузырьки с поверхности, попадая в поток, конденсируются, основной поток прогревается до t' . Теплообмен здесь более интенсивный.

Участок III: развитое пузырьковое кипение $t_{\text{п}} = t'$, $t_{\text{ст}} > t'$. Здесь теплообмен протекает независимо от скорости потока, но определяется интенсивностью обогрева q и параметрами потока на линии насыщения. Коэффициент теплоотдачи значителен: $\alpha_2 \approx 50 \dots 100 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$. Поэтому при очень интенсивном обогреве температура стенки незначительно превышает температуру потока. Это наблюдается по всей длине трубы для барабанных котлов, где при большой кратности циркуляция x не превышает 0,2.

Участок IV. В прямоточных котлах паросодержание меняется от 0 до 1. При малых x коэффициент теплоотдачи α_2 велик и охлаждение труб хорошее. Начиная с некоторого значения $x_{\text{тр}}$, начинается кризис кипения, связанный с высыханием пленки. На этом участке α_2 меняется пропорционально скорости пароводяной смеси в степени 0,8.

Участок V. После достижения максимума $t_{\text{ст}}$ снижается из-за увеличения скорости пара.

Участок VI. После парообразования начинается перегрев пара. Теплоотдача к перегретому пару мала, температура стенки увеличивается. Для обеспечения надежной работы металла необходимо иметь достаточную массовую скорость потока.

С ростом давления и повышением тепловой нагрузки q теплообмен ухудшается при меньших значениях $x_{\text{тр}}$.

При изменении режима работы зона перехода к ухудшенному температурному режиму может перемещаться по длине трубы. Температурный напор между стенкой и потоком для нормальной работы металла труб ограничивают ($\Delta t \leq 80 \text{ }^\circ\text{C}$) путем обеспечения необходимой скорости потока.

Картина изменения температуры потока и стенки в прямоточном вертикальном контуре СКД показана на рис. 6.8. Вся область генерации пара условно разделяется на три зоны: I, I' — подогрев воды; II, II' — псевдокипение, III — перегрев пара. В области I температура стенки и потока меньше температуры условного фазового перехода ($t_{\text{фп}}$), температура стенки медленно повышается, следуя за изменением температуры потока. На участке II температура потока также

остается ниже $t_{фп}$, но температура стенки превышает ее. В пристенной области физические свойства потока могут значительно отличаться от физических свойств основного потока, поэтому при низких q (линия 2) теплообмен интенсифицируется и, наоборот, теплоотдача ухудшается при высоких q (линия 3).

Криволинейные каналы

При движении жидкости в криволинейных каналах возникает центробежная сила, направленная от внутренней образующейгиба к наружной. Следовательно, кроме основного осевого потока жидкости в криволинейных каналах возникает еще поперечное движение двух встречных симметричных вихрей — вторичная циркуляция, что приводит к образованию у внутренней образующейгиба поверхности с менее активным охлаждением. В целом же вторичная циркуляция интенсифицирует теплообмен, но снижает его равномерность по периметру.

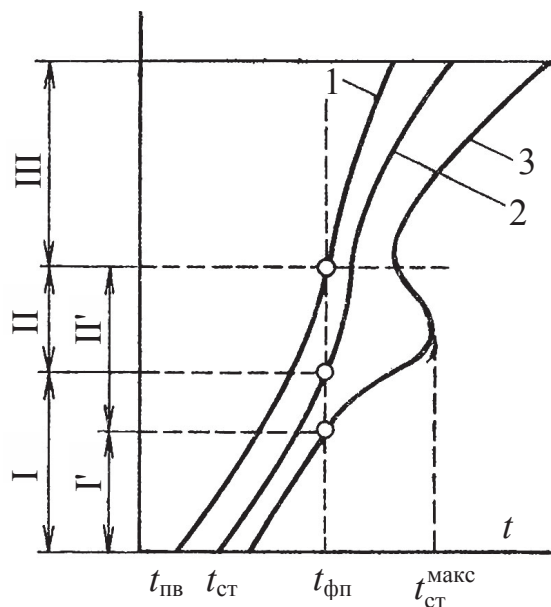


Рис. 6.8. Температура стенки и потока по водопаровому тракту котла СКД:

- 1 — температура потока; 2 — температура стенки при низких q ;
3 — температура стенки при высоких q

Контрольные вопросы к главе 6

1. Перечислите основные характеристики движения пароводяной смеси.
2. Перечислите основные режимы движения пароводяной смеси в вертикальных трубах.
3. Какой режим движения пароводяной смеси в вертикальных трубах наиболее опасен с точки зрения перегрева трубы?
4. Каковы особенности течения пароводяной смеси в горизонтальных трубах?
5. Какой механизм теплообмена преобладает в топке парового котла?
6. Как изменяется массовая скорость потока в прямоточных котлах в зависимости от изменения нагрузки?
7. Назовите причины ухудшенных температурных режимов при пузырьковом и дисперсно-кольцевом режимах.
8. Перечислите особенности теплообмена в неравномерно обогреваемых трубах.
9. Перечислите основные участки изменения температуры по водопаровому тракту паровых котлов ДКД.
10. Перечислите основные участки изменения температуры по водопаровому тракту паровых котлов СКД.

7. Гидродинамика разомкнутых гидравлических систем

.....

7.1. Характеристики разомкнутых гидравлических систем

Для любой гидравлической схемы надежность парогенерирующих каналов в большей степени зависит от устойчивости движения, т. е. постоянства расхода рабочей среды через параллельные трубы и каналы. При определенных режимных условиях (давление, массовая скорость, энтальпия среды на входе, интенсивность обогрева) в зависимости от конструкции парообразующих каналов в них может возникать неустойчивое движение потока — переменные расходы. Различают статическую (условную) и динамическую неустойчивость.

В статически неустойчивом режиме расходы через отдельные трубы не только различны, но изменяются и во времени со значительной частотой. Динамическая неустойчивость движения (колебательная неустойчивость) выражается в недопустимых пульсациях потока, приводящих из-за переменных расходов рабочей среды к уменьшению критических тепловых нагрузок, циклическим изменениям температуры обогреваемой стенки и в конечном итоге к аварийным ситуациям.

Основными причинами гидравлической неравномерности являются нестабильность гидродинамической характеристики, пульсация потока, влияние коллекторов на распределение потока по параллельным трубам.

Перепад давления в обогреваемых трубах рассчитывается по формуле

$$\Delta p = \Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{м}} + \Delta p_{\text{уск}} \pm \Delta p_{\text{нив}},$$

где $\Delta p_{\text{тр}}$ — сопротивления трения; $\Delta p_{\text{м}}$ — местные сопротивления; $\Delta p_{\text{уск}}$ — сопротивления ускорения; $\Delta p_{\text{нив}}$ — нивелирный перепад; (причем $\Delta p_{\text{тр}} + \Delta p_{\text{м}} = \Delta p_{\text{г}}$ — гидравлические сопротивления).

В прямоточных котлах с горизонтальными и слабонаклонными трубами Δp_r велико; $\Delta p_{\text{уск}}$ и $\Delta p_{\text{нив}}$ много меньше Δp_r ; $\Delta p \approx \Delta p_r$. В контурах с вертикальными трубами Δp_r соизмеримы с $\Delta p_{\text{нив}}$. На гидравлическую устойчивость оказывает влияние соотношение Δp_r и $\Delta p_{\text{нив}}$. Гидравлическая устойчивость описывается гидравлической характеристикой (рис. 7.1).

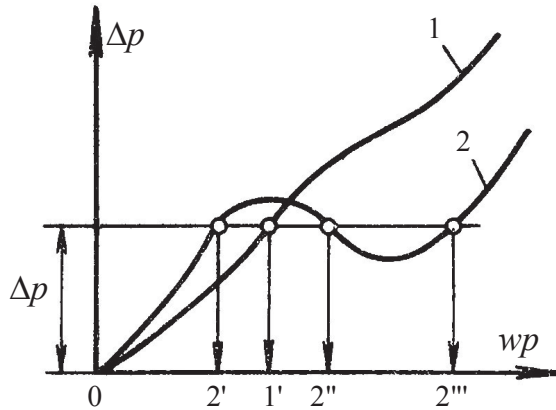


Рис. 7.1. Гидравлические характеристики:
1 — устойчивая; 2 — неустойчивая

Если общему перепаду давлений в системе труб отвечает только один расход рабочей среды (кривая 1), то характеристика однозначна. Когда общему перепаду давления соответствуют два и более различных расхода, то характеристика многозначна (линия 2). Причины неоднозначности: изменение теплофизических свойств среды при переходе от одного режима к другому, влияние нивелирного напора (различное при подъемном и опускном движении).

7.2. Гидродинамическая устойчивость потока в трубах паровых котлов

Определяющим фактором, влияющим на гидравлическую характеристику парообразующих труб, является температура жидкости на входе в трубы. При подаче в трубу воды, недогретой до кипения,

вся труба делится на два участка — экономайзерный и парообразующий (рис. 7.2). Длина участков изменяется в зависимости от соотношения расходов воды и теплоты.

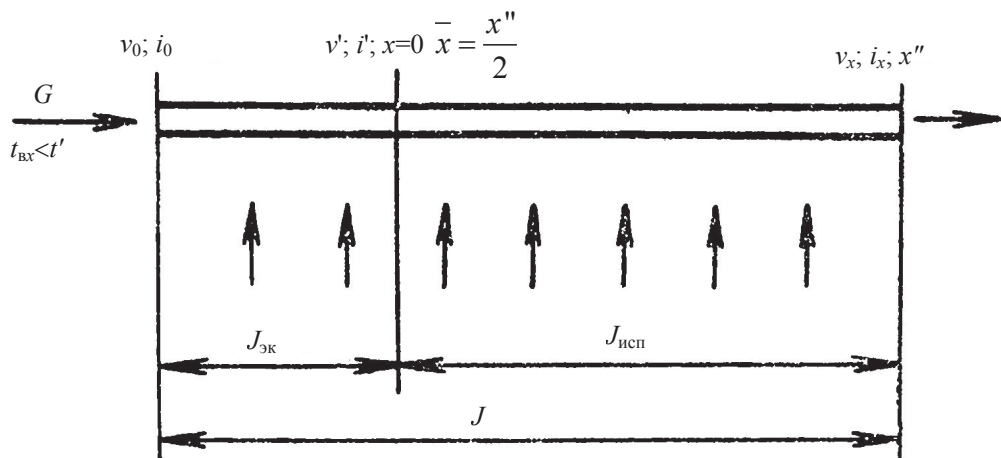


Рис. 7.2. Изменение параметров среды в обогреваемой трубе при $t_{вх} < t'$

Неоднозначность характеристики вызывается тем, что с увеличением расхода при неизменном обогреве объемная скорость смеси не возрастает, а падает. Снижение скорости прекращается, если исчезает парообразование. По мере увеличения расхода воды растет гидравлическое сопротивление экономайзерного участка $\Delta p_{эк}$, падает сопротивление парообразующего участка $\Delta p_{исп}$. В зависимости от соотношения $\Delta p_{исп}$ и $\Delta p_{эк}$ суммарное Δp может с нагрузкой возрастать или падать, а характеристика может быть однозначной или многозначной.

Рассмотрим неоднозначную гидравлическую характеристику прямооточного элемента (рис. 7.3). При малых расходах воды, когда $(w_p)_в < (w_p)_п$, и данном обогреве образуется перегретый пар, так как экономайзерный и испарительный участки практически отсутствуют и весь тракт превращается в пароперегреватель. При очень больших расходах воды располагаемой теплоты недостаточно для доведения ее до насыщения, парообразование отсутствует и весь канал превращается в экономайзер. Для этих крайних случаев гидравлическая характеристика выражается уравнением параболы. В этом случае при од-

ной и той же массовой скорости потока сопротивление движению пара больше, чем движению воды.

При образовании в тракте пароводяной смеси характеристика нестабильна. Нестабильность определяется различными расходами через параллельно работающие трубы, но наиболее опасным является изменение расхода в одной и той же трубе, так как это вызывает колебание температуры стенки и появление напряжений тепловой усталости.

С повышением давления характеристика становится более устойчивой, так как разность удельных объемов пара и воды уменьшается (рис. 7.4).

Чем больше недогрев до кипения, тем характеристика менее стабильна, что связано с наличием экономайзерного участка (рис. 7.5).

Повышение входной температуры до температуры насыщения опасно, так как в коллекторе может наблюдаться сепарация пара из воды, и в одни трубы будет попадать больше воды, но меньше пара, и наоборот. Прямоточные котлы выполняются с некипящим экономайзером (причем на всех возможных режимах работы).

Нестабильная характеристика превращается в стабильную при введении дополнительного сопротивления, изменяющегося с расходом воды (например, по параболе). Дополнительное сопротивление вводят двумя способами: установка дроссельной шайбы, увеличивающей сопротивление в месте установки, и рассредоточение сопротивления по длине трубы в ступенчатом витке.

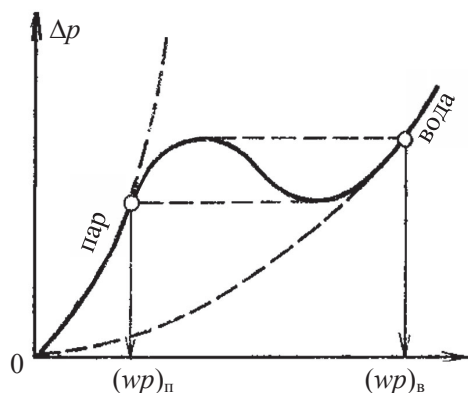


Рис. 7.3. Область гидравлической характеристики трубы, выдающей пароводяную смесь

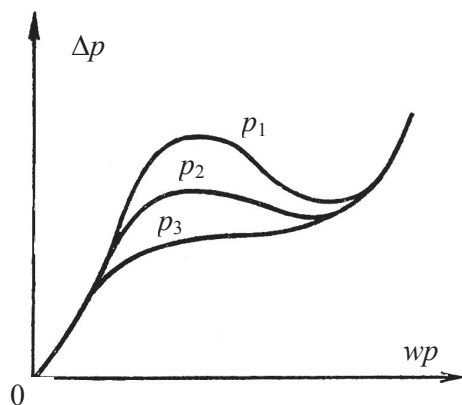


Рис. 7.4. Влияние давления на стабильность гидравлической характеристики ($p_1 < p_2 < p_3$)

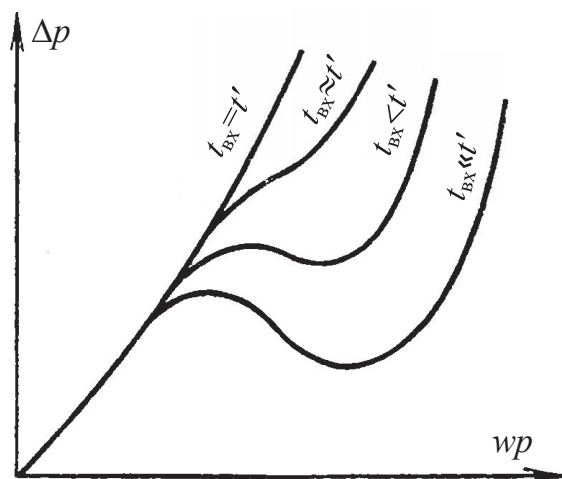


Рис. 7.5. Влияние недогрева воды до кипения на входе в парообразующую трубу на стабильность гидравлической характеристики ($p = \text{const}$)

В котлах СКД также наблюдается неоднозначность гидравлической характеристики. С повышением давления характеристика стабилизируется.

Особенностью гидравлики вертикальных панелей является сильное влияние нивелирного напора. Процессы в вертикальных трубах аналогичны процессам в горизонтальных трубах. При подъемном движении характеристика стабильна, при опускном — нестабильна. Нивелирный напор при восходящем движении улучшает характеристику, а при нисходящем — ухудшает. При анализе работы сложных контуров пользуются суммарными гидравлическими характеристиками.

7.3. Тепловая и гидравлическая разверка

Для обеспечения надежности работы котла важно, чтобы все параллельные трубы работали в одинаковых условиях. Однако на практике этого добиться трудно, особенно в агрегатах большой мощности. Трубы, находящиеся в наиболее опасных температурных условиях, называют разверенными.

Тепловая разверка вызывается неодинаковыми тепловыми характеристиками параллельно включенных труб, а гидравлическая развер-

ка — их неодинаковыми гидравлическими характеристиками. Тепловая разверка зависит не только от размеров тепловой неравномерности и гидравлической разверки, но и от их сочетания. В наиболее опасных условиях оказываются наиболее обогреваемые трубы с меньшим расходом среды. Для наиболее разверенных труб обязательна проверка надежности на длительную прочность и предотвращение окалинообразования.

В системе параллельных труб с принудительным движением рабочей среды, объединенных общими коллекторами на входе и выходе, необходимо обеспечить равномерное ее распределение по всем трубам. В реальных условиях всегда имеется та или иная неравномерность распределения расходов — гидравлическая разверка. Она может возникнуть в результате гидравлической нетождественности параллельных труб из-за различия их гидравлических сопротивлений, влияния коллекторного эффекта, из-за изменения давления по длине коллектора. Такого рода разверки возникают обычно в пароперегревателях и экономайзерах.

В современных прямоточных котлах парообразующими элементами являются обычно поверхности нижней радиационной части (НРЧ), подверженные наиболее интенсивному обогреву. Сочетание значительной гидравлической разверки и интенсивного обогрева при определенных условиях может привести к резкому росту температуры и удельного объема среды в разверенной трубе, снижению в ней расхода и перегреву металла трубы вплоть до аварийного разрушения. Гидравлическая разверка в них возникает под влиянием значительного изменения удельного объема среды в процессе обогрева. Она проявляется главным образом в поверхностях нагрева, соответствующих зоне больших теплостокостей котлов СКД, в испарительных поверхностях котлов ДКД, а также в кипящих экономайзерах.

Допустимую тепловую разверку устанавливают, исходя из конкретных условий работы поверхности нагрева. Для пароперегревателей, выходные участки труб которых работают почти в предельных температурных условиях, допустимая тепловая разверка не должна превышать 15 % общего тепловосприятия пароперегревателя. В целях повышения надежности трубную систему пароперегревателя секционируют по тракту пара.

Экономайзеры размещают в области умеренного обогрева. В них допускается 50 %-ная тепловая разверка. Секционирование экономайзера по тракту воды не всегда обязательно.

В парообразующих трубах можно было бы допустить значительную тепловую разверку, но в этих поверхностях возможен ухудшенный температурный режим. Поэтому тепловая разверка для них не превышает 20–40 %.

Контрольные вопросы к главе 7

1. От каких факторов зависит надежность гидравлической схемы парогенерирующих каналов?
2. Из каких составных частей складывается перепад давления в обогреваемых трубах?
3. При каких условиях гидравлическая характеристика однозначна или многозначна?
4. Какими факторами определяется длина экономайзерного и испарительного участков в горизонтальных трубах?
5. Как меняется устойчивость гидравлической характеристики с повышением давления?
6. Как зависит устойчивость гидравлической характеристики от недогрева до кипения?
7. Что называется тепловой разверкой?
8. Что называется гидравлической разверкой?
9. Перечислите факторы, влияющие на тепловую и гидравлическую разверку.
10. Перечислите способы снижения тепловой разверки.
11. Назовите уровни допустимой тепловой разверки в различных поверхностях нагрева парового котла.

8. Поверхности нагрева водопарового тракта котла

.....

8.1. Экономайзеры

Экономайзер является первой по ходу питательной воды, поступающей в котел, поверхностью нагрева. После экономайзера среда в барабанных котлах поступает в барабан, а в прямоточных котлах — в топочные экраны нижней радиационной части (НРЧ).

В экономайзере вода может быть нагрета до температуры кипения, тогда он называется экономайзером кипящего типа. Если вода на выходе из экономайзера недогрета до температуры насыщения, то он называется экономайзером некипящего типа.

В экономайзерах кипящего типа среда на выходе содержит до 10—15 % пара (но не более 25 %). Такие экономайзеры применяют в котлах барабанного типа: при кипении среды ее температура не меняется, а стабильность температуры среды, поступающей в барабан, облегчает условия работы последнего.

Однако кипящая среда способна расслаиваться на воду и пар; расслоение во входном коллекторе НРЧ может привести к ненадежному охлаждению части труб этой очень теплонапряженной поверхности. Поэтому в котлах прямоточного типа применяют экономайзеры некипящего типа.

Конструктивно экономайзеры кипящего и некипящего типов выполняются одинаково. Они представляют собой змеевиковые подогреватели, использующие теплоту уходящих газов. Горизонтальные змеевики расположены в опускной конвективной шахте.

Конструктивными элементами экономайзера являются трубы и коллекторы (рис. 8.1), выполненные из качественной углеродистой стали. Для улучшения (интенсификации) теплообмена и уменьшения за-

грязнения змеевики выполняют из труб малого диаметра: 20–30 мм при толщине стенки 2,5–3,5 мм. Концы змеевиков объединяют входными и выходными коллекторами.

Коллекторы обычно располагают снаружи газохода. В мощных котлах при большом числе змеевиков применяют промежуточные соединительные патрубки (рис. 8.1, *а*). Число таких патрубков значительно меньше числа змеевиков, что снижает присосы воздуха в газоходы через места прохода трубок сквозь стены обмуровки экономайзера.

В газоплотных котлах, в которых температура газов не бывает выше 450 °С, коллекторы обычно помещают внутри газохода (рис. 8.1, *б*). Такая конструкция, кроме уменьшения присосов воздуха, выполняет и другое назначение: коллекторы являются опорой для змеевиков.

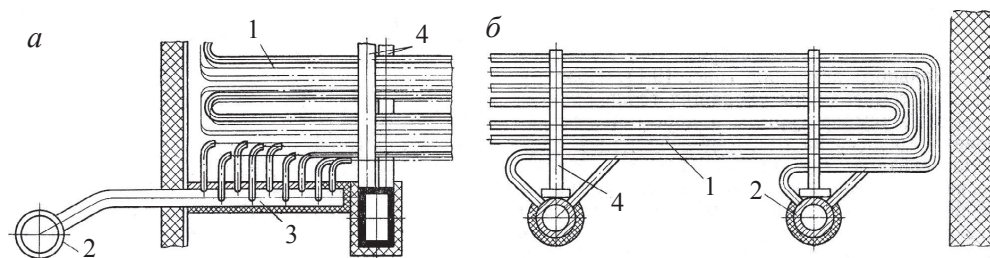


Рис. 8.1. Экономайзеры:

а — с соединительными патрубками; *б* — с размещением коллекторов в газоходе;
1 — змеевики; 2 — коллекторы; 3 — соединительные патрубки; 4 — опорная конструкция змеевиков

С целью уменьшить присосы воздуха применяют и другое решение: места прохода змеевиков или всю зону проходов закрывают так называемым «тепловым ящиком» — специальным каркасом, обшитым листом.

В последнее время распространение получили новые конструкции экономайзеров из труб с плавниками: либо плавники приваривают к трубам (рис. 8.2, *а*), либо трубы изготавливают вместе с плавниками (рис. 8.2, *б*). При одинаковых металлозатратах это позволяет на 25–50 % уменьшить габариты экономайзера.

Перспективны мембранные поверхности нагрева экономайзеров (рис. 8.2, *в*). Их выполняют из гладкотрубных змеевиков, на прямых участках которых приваривают сплошные проставки из листовой стали толщиной 2–3 мм. Мембраны, так же как и плавники, увеличивают поверхность нагрева со стороны газов.

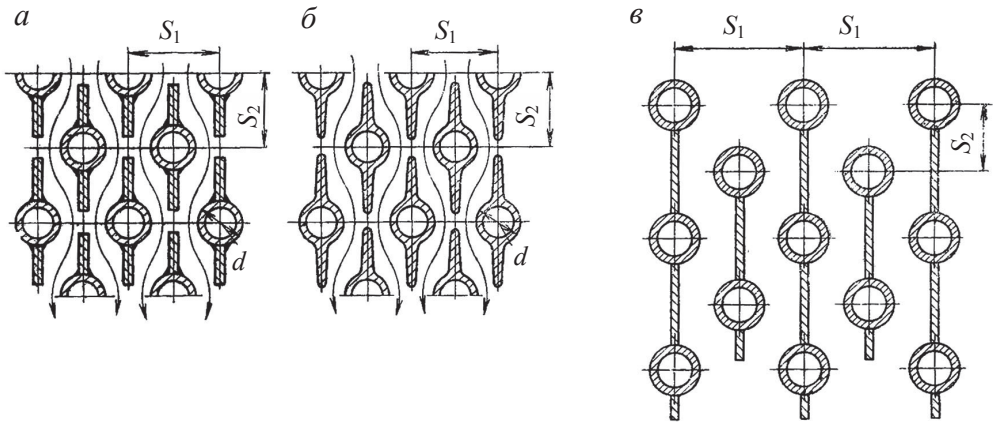


Рис. 8.2. Интенсифицированные поверхности нагрева экономайзеров:

a — приварные плавники; *б* — трубы плавникового профиля;

в — мембранная поверхность нагрева

8.2. Парообразующие поверхности нагрева и топочные экраны

В топочных камерах современных котлов одновременно с процессом горения происходит передача теплоты излучением (радиацией) от образующихся высокотемпературных продуктов сгорания (факела) трубам, покрывающим стены топки и получившим название топочные экраны. Экраны до 1960-х годов выполнялись гладкотрубными, подвешенными к каркасу котла (рис. 8.3, *a*), для всех котлов с уравновешенной тягой (под разрежением).

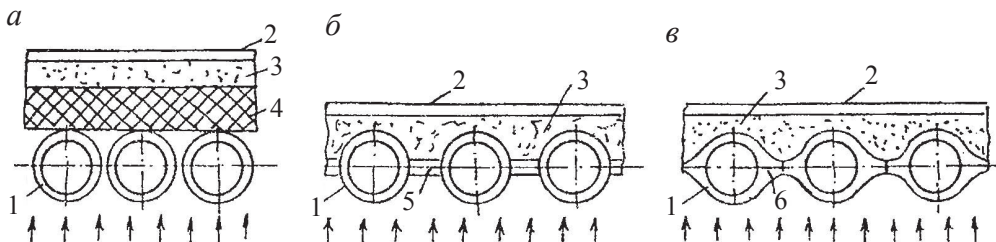


Рис. 8.3. Топочные экраны:

a — гладкотрубные; *б* — с сварными проставками; *в* — плавниковые;

1 — трубы экранов; 2 — обшивка; 3 — обмуровка; 4 — слой огнеупорный; 5 — проставки; 6 — плавники

С 1960-х годов в энергетическом котлостроении начали широко применять мембранные экраны из труб с вваренными проставками (рис. 8.3, б) или плавниковых труб (рис. 8.3, в). В этих случаях топка представляет жесткую раму из цельносварных газоплотных экранов с уменьшенной общей массой. В таких топках ликвидируются присосы паразитного воздуха и появляется возможность работы под наддувом, снижается толщина и масса обмуровки, облегчается каркас котла. Однако сварные панели не допускают большой разности температур между свариваемыми панелями или трубами.

Парообразующие (испарительные) поверхности нагрева котлов различных типов существенно отличаются друг от друга, но всегда они располагаются в топочной камере, воспринимают теплоту радиацией и их называют топочными экранами. В барабанных котлах топочные экраны заняты исключительно испарительными поверхностями.

Для таких котлов характерны также конвективные испарительные поверхности, образованные разводкой в 3–4 ряда труб заднего экрана в зоне пересечения ими горизонтального газохода — фестона.

В прямоточных котлах СКД нижняя часть топочных экранов (нижняя радиационная часть НРЧ) занята нагревом воды до зоны фазового перехода и представляет собой радиационный экономайзер, а далее расположены поверхности, в которых происходит фазовый переход от воды к состоянию пара и начальный перегрев пара.

Топочные экраны барабанных котлов выполняют в виде вертикальных панелей, полностью закрывающих все стены топки и имеющих только подъемное движение рабочей среды. Трубы имеют наружный диаметр 60, 76, 83 мм с толщиной стенки 3,5–5 мм (для котлов высокого давления 10 и 14 МПа используют трубы меньшего диаметра, но с увеличенной толщиной стенки). Внизу и сверху экранные трубы объединяются коллекторами; из верхнего коллектора в барабан идут несколько труб большого диаметра.

Экраны прямоточных котлов высокого давления выполняют с применением навивки типа Рамзина (или винтовой) с небольшим подъемом на стенках топки. При такой навивке (рис. 8.4) каждая из труб неоднократно и непрерывно обходит весь периметр топки. Если какая-либо стенка обогревается сильнее других, то эта неравномерность не оказывает влияния на условия нагрева среды: все параллельные трубы получают одинаковое количество теплоты.

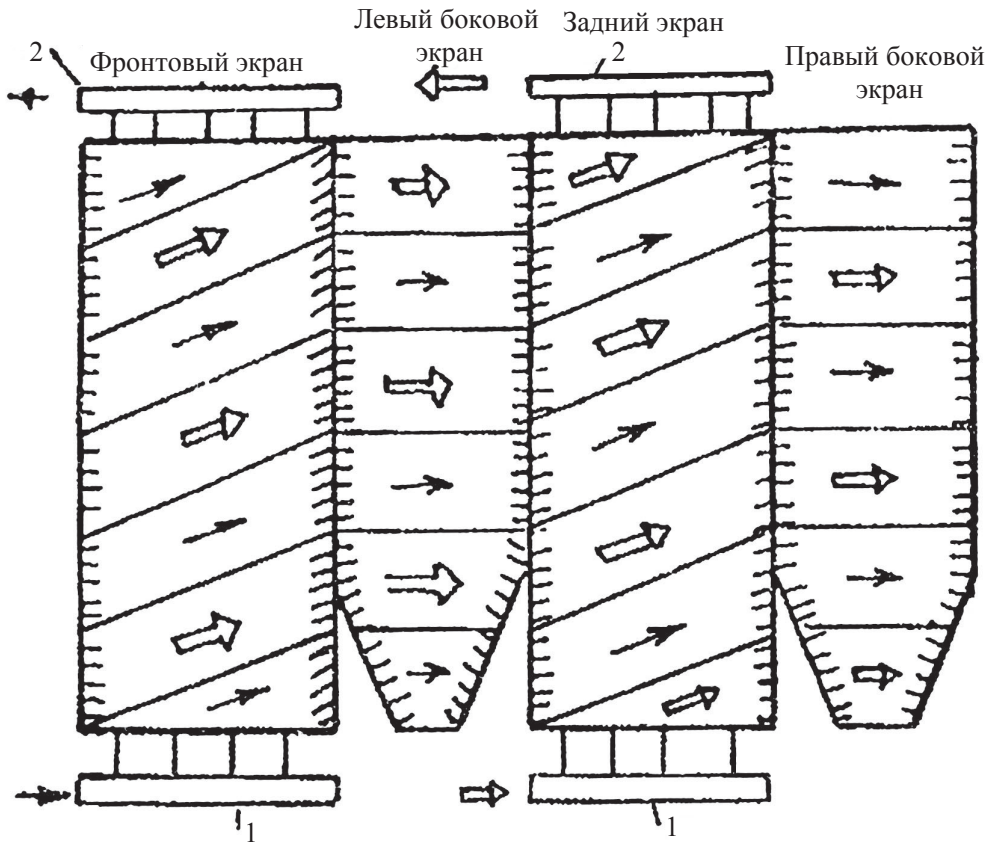


Рис. 8.4. Развертка топочного экрана с навивкой Рамзина:

1 — входной коллектор; 2 — выходной коллектор

С увеличением паропроизводительности агрегата ширина ленты увеличивается до таких размеров, что становится невозможным обеспечить навивку всех параллельно включенных труб по всем стенам топки несколько раз. Кроме того, мощные котлы СКД для удобства монтажа и повышения качества выполняют блочными (т.е. состоящими из отдельных конструктивных блоков). В этом случае экраны разделены на отдельные панели с различными вариантами навивки труб (рис. 8.5).

Наиболее простыми и легко выполняемыми являются панели с вертикальными подъемными трубами (рис. 8.5, а). Однако они очень чувствительны к неравномерностям обогрева, который приводит к неравномерному распределению среды между трубами, перегреву и разрыву

отдельных труб. Чтобы уменьшить влияние неравномерности обогрева, применяют промежуточное перемешивание среды и выравнивание ее температуры в коллекторах. Для этого используют многоходовые подъемные панели (рис. 8.5, б).

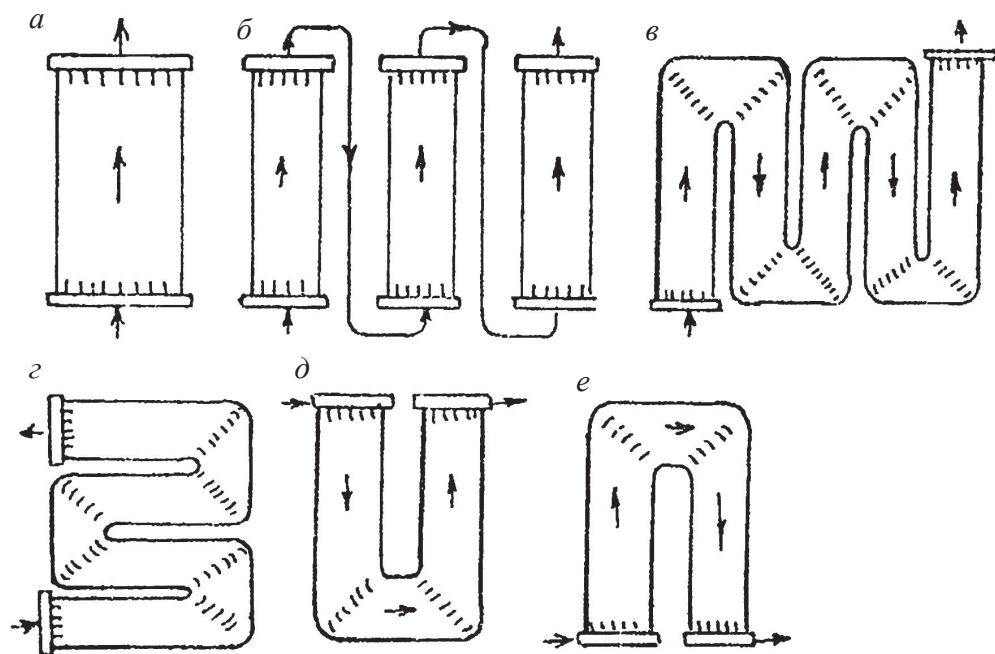


Рис. 8.5. Различные типы панелей экранов прямоточных котлов:

а — с вертикальными подъемными трубами; *б* — с многоходовыми подъемными панелями; *в* — с подъемно-опускными панелями; *г* — из горизонтально-подъемных труб (меандровая навивка); *д* — из U-образных труб; *е* — из П-образных труб

Многоходовые подъемно-опускные панели (рис. 8.5, в) допускают расположение входных коллекторов как сверху, так и внизу. Гидравлическое сопротивление их такое же, как и панелей с меандровой навивкой, а металлоемкость меньше. Их также трудно применять в газоплотных котлах из-за большого числа гибов.

Горизонтально-подъемная (меандровая) навивка (рис. 8.5, г) мало чувствительна к тепловой неравномерности обогрева по ширине топки, однако она технологически сложна в изготовлении, имеет повышенное гидравлическое сопротивление. Чаще всего такую навивку применяют для СРЧ и ВРЧ. Ввиду большого числа гибов ее не применяют в газоплотных котлах.

V-образные (рис. 8.5, д) и П-образные (рис. 8.5, е) панели имеют преимущества и недостатки, характерные для панелей с подъемно-опускными трубами.

8.3. Пароперегреватели

Пароперегреватель (ПП) обеспечивает перегрев пара выше температуры насыщения. Высокий перегрев пара обеспечивает повышение термического КПД паротурбинной установки и уменьшает влажность пара в последних ступенях турбины, что предупреждает эрозию лопаточного аппарата.

Поверхности нагрева ПП классифицируют в зависимости от способа передачи теплоты от продуктов сгорания топлива:

- радиационные ПП — теплота передается радиацией (излучением) от факела в топке;
- полурадиационные ПП (радиационно-конвективные) — теплота передается частично излучением, частично — конвекцией;
- конвективные ПП — теплота от продуктов сгорания передается конвекцией.

Радиационные пароперегреватели

При небольшой поверхности нагрева радиационный пароперегреватель барабанных котлов обычно занимает потолок топки. Если этого недостаточно, его размещают также и на вертикальных стенах. В прямоточных котлах СКД радиационный пароперегреватель занимает потолок, ВРЧ, СРЧ и стены горизонтального газохода.

Конструктивное исполнение радиационных ПП такое же, как и других экранов топки.

Полурадиационные пароперегреватели

Полурадиационные пароперегреватели выполняют в виде ширм (рис. 8.6), которые представляют собой тесно расположенные и на-

ходящиеся в одной плоскости трубы, объединенные входным и выходным коллекторами. Для уменьшения загрязнения (шлакования) ширмы расположены друг от друга на расстоянии 450–1000 мм. Для увеличения жесткости ширмы попарно объединяют хомутами связующие трубы соседних ширм. Трубы ширм удерживаются в своей плоскости с помощью дистанционных планок и обвязочных труб, охватывающих их с обеих сторон.

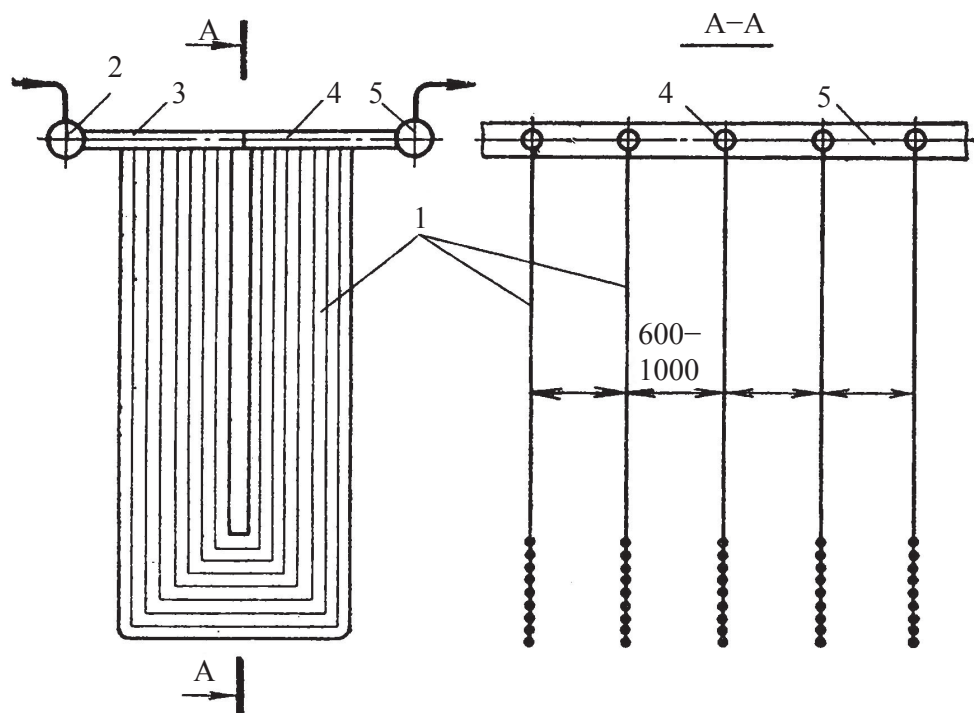


Рис. 8.6. Ширма:

1 — ширмы; 2 — входная сборная камера ширмового пароперегревателя; 3, 4 — входной, выходной коллекторы; 5 — выходная сборная камера пароперегревателя

Наряду с гладкотрубными все больше применяют плавниковые и мембранные ширмы, имеющие большую жесткость, позволяющие отказаться от обвязочных труб.

Трубы в ширмах могут располагаться как вертикально, так и горизонтально. При вертикальном расположении ширм облегчается их подвеска (за коллекторы) и монтаж, но затруднен слив конденсата (дренаж) при остановках котла, а также возможно накопление продуктов коррозии.

Конвективные пароперегреватели

Конвективные пароперегреватели выполняют в виде многорядных змеевиковых поверхностей нагрева. В горизонтальном газоходе конвективный ПП состоит (рис. 8.7) из вертикально расположенных змеевиков, подвешенных к потолочным трубам с помощью скоб или непосредственно к балкам б потолочного перекрытия котла. Змеевиковые поверхности нагрева устанавливают в коридорном (рис. 8.7, б) или шахматном (рис. 8.7, в) порядке. При шахматном расположении выше теплопередача, а при коридорном — проще очистка труб. Поперечные шаги труб обеспечиваются жаростойкими гребенками, накладываемыми сверху на нижние ряды змеевиков. Продольные шаги обеспечиваются дистанционирующими накладками, привариваемыми к нескольким трубам.

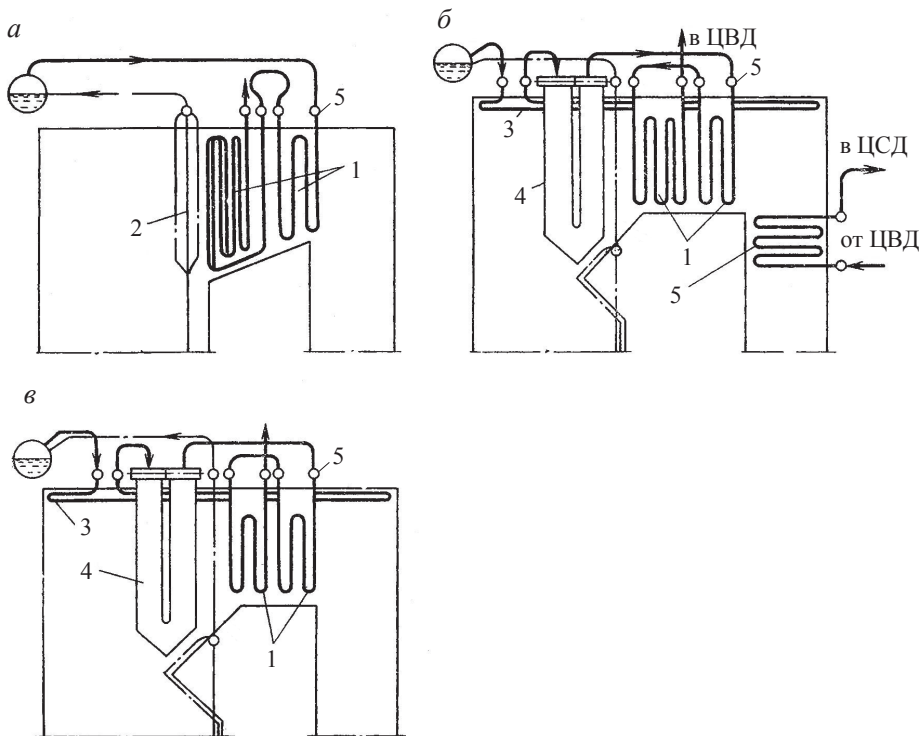


Рис. 8.7. Компоновки пароперегревателей:

а — конвективный; *б* — конвективный, ширмовый и промежуточного перегрева;
в — конвективный и ширмовый; 1 — конвективная часть; 2 — фестон; 3 — потолочный пароперегреватель (радиационный); 4 — ширмовая часть; 5 — промежуточный пароперегреватель

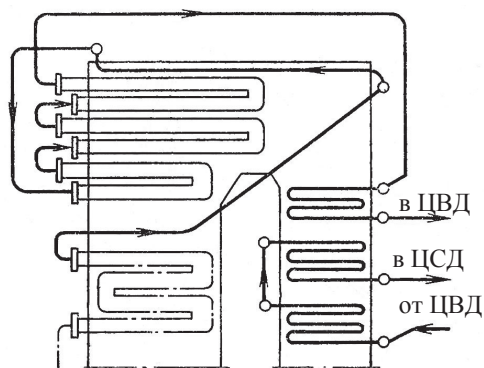


Рис. 8.8. Горизонтальный конвективный пароперегреватель

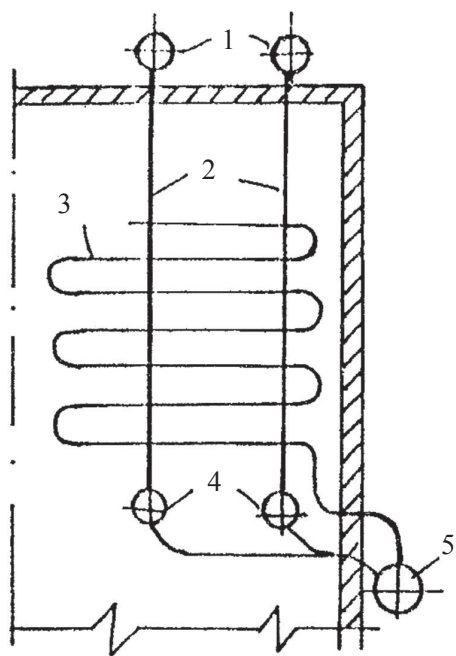


Рис. 8.9. Схема подвески горизонтального пароперегревателя:

1, 4 — коллекторы; 2 — подвесные трубы;
3 — пароперегреватель; 5 — коллектор

Вертикальное расположение конвективных ПП в горизонтальном газоходе обеспечивает удобство подвески, упрощает конструкцию, снижает возможность загрязнения и шлакования. Однако, как и вертикальные ширмы, эти пароперегреватели недренируемы, что увеличивает возможность скопления конденсата и коррозии при остановках.

Горизонтальные пароперегреватели (рис. 8.8) выполняются в виде змеевиков, расположенных в коридорном или шахматном порядке. С помощью профилированных опорных стоек или прямых стоек с приваренными к ним опорными скобами змеевики опираются на установленные в газоходах балки или подвешиваются к ним.

В зависимости от температуры газов опорные балки покрываются изоляцией и могут охлаждаться воздухом или водой, иногда в качестве опорных балок применяются входные коллекторы рабочего тела. Наряду с опорными конструкциями применяют подвесные конструкции на охлаждаемых (подвесных) трубах (рис. 8.9).

Контрольные вопросы к главе 8

1. Какие процессы протекают в экономайзерных поверхностях нагрева котла?
2. В прямоточных котлах применяют конвективные экономайзеры некипящего типа. Чем это обусловлено?
3. Как выполняются конструктивно конвективные экономайзеры?
4. Какую роль выполняет тепловой ящик в конструкции котла? Что это такое?
5. В современных котлах экономайзеры часто выполняются из труб с плавниками. С какой целью это делается?
6. В современных котлах топочные экраны часто выполняют цельносварными (мембранные экраны). Какую цель при этом преследуют?
7. Какой существенный недостаток характерен для мембранных топочных экранов?
8. Какие процессы протекают в рабочем теле в топочных экранах прямоточного котла?
9. Топочные экраны барабанных котлов выполняют в виде строго вертикальных панелей. Чем это обусловлено?
10. В чем преимущество винтовой навивки труб (типа Рамзина) на стенках топки прямоточного котла?
11. Почему для современных прямоточных котлов не применяется наиболее надежная винтовая (типа Рамзина) навивка труб топочных экранов на стенках топки?
12. Как классифицируют поверхности пароперегревателей по способу передачи теплоты?
13. Как конструктивно выполняются полурadiaционные пароперегреватели?
14. Как конструктивно выполняются конвективные пароперегреватели?

9. Энергетическое топливо и его характеристики

9.1. Виды топлива и его состав

На ТЭС используют органическое топливо — горючие вещества, способные вступать в реакцию с кислородом воздуха и обладающие значительным удельным тепловыделением (на единицу массы или объема) при высокой температуре продуктов сгорания.

К энергетическим видам топлива относятся такие, которые экономически целесообразно использовать для получения больших количеств теплоты. Запасы их должны быть значительны и легко доступны для массового использования.

В качестве энергетических топлив электростанций используют:

- твердое топливо — каменные и бурые угли, антрацит и полуантрацит, торф, горючие сланцы;
- жидкое топливо — мазут;
- газовое топливо — природный газ.

Твердое и жидкое топливо состоят из сложных химических соединений углерода С, водорода Н, серы S, кислорода О, азота N. В состав топлива входят также влага W и негорючие твердые (минеральные) вещества А, из которых в процессе горения образуется зола. Влага и зола составляют внешний балласт, а кислород и азот — внутренний балласт.

Топливо поступает на электростанцию в виде рабочей массы (обозначается верхним индексом «р»); процентное содержание каждого элемента обозначают той же буквой, что и соответствующий элемент:

$$C^p + H^p + O^p + S^p + A^p + W^p = 100^p \text{ \%}.$$

Горючие элементы топлива — углерод С, водород Н, сера S.

Сера является вредной примесью, так как при сгорании дает мало теплоты, а ее продукты сгорания вызывают коррозию оборудования, загрязняют воздушный бассейн токсичными выбросами.

Природный газ представляет собой механическую смесь различных горючих и негорючих газов. Основными составляющими природного газа являются: метан CH_4 (90–98 %), тяжелые углеводороды C_mH_n (1–6 %), азот N_2 .

9.2. Технические характеристики топлива

Основными техническими характеристиками твердого топлива являются теплота сгорания, влажность, зольность, выход летучих.

Основными характеристиками газообразного топлива (мазута) являются теплота сгорания, вязкость.

Основными характеристиками газового топлива являются теплота сгорания, взрываемость, токсичность.

Рассмотрим кратко некоторые из перечисленных характеристик.

Теплота сгорания

Количество теплоты, выделившейся при сжигании 1 кг твердого, или 1 кг жидкого топлива, или 1 м³ газового топлива, называют удельной теплотой сгорания. Различают высшую и низшую теплоту сгорания.

Высшей теплотой сгорания Q_v называют количество теплоты, выделившееся при сжигании 1 кг (1 м³) топлива при условии конденсации водяных паров и охлаждения всех продуктов сгорания до 0 °С.

Низшая теплота сгорания Q_n отличается от высшей на теплоту испарения влаги топлива и влаги, образующейся при горении водорода. В котлах влага в продуктах сгорания остается в парообразном состоянии, и теплота, затраченная на ее испарение, теряется. Чем больше влажность топлива, тем меньше Q_n .

Значения низшей теплоты сгорания в расчете на рабочую массу Q_n^p приведены ниже:

- донецкий уголь (марки Т) — 24,16 МДж/кг;
- кузнецкий уголь (марки Г) — 26,08 МДж/кг;

- экибастузский уголь (марки СС) — 16,72 МДж/кг;
- мазут — 40,2–44,0 МДж/кг;
- природный газ (березовский) — 36,5 МДж/м³.

Условное топливо

Паровые котлы одинаковой производительности могут потребовать совершенно разное количество топлива, так как теплота сгорания у разных топлив изменяется в широких пределах. Для сравнения экономичности различных электростанций и упрощения расчетов при сжигании различных топлив вводят понятие условного топлива, имеющего теплоту сгорания 29,33 МДж/кг (7000 ккал/кг). Расход натурального топлива B может быть пересчитан на расход условного топлива

$$B_{\text{ут}} = \frac{D_{\text{н}}^{\text{р}}}{29,33},$$

где $Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ — низшая теплота сгорания натурального топлива.

Зольность

Твердое топливо содержит негорючие минеральные вещества, которые состоят из глины, силикатов, железного колчедана. При сжигании топлива его минеральные примеси превращаются в золу. Расплавленная в топке при высокой температуре зола образует шлак.

Большая зольность снижает теплоту сгорания топлива, повышает затраты на его перевозку, усиливает абразивный износ и загрязнение поверхностей нагрева, увеличивает сопротивление газового тракта. Зола усложняет и удорожает оборудование для размолва твердого топлива, золоулавливания и золоудаления, загрязняет воздушный бассейн. Расплавленная зола ухудшает выгорание топлива.

Влажность

Повышенная влажность топлива вызывает ряд трудностей: снижает теплоту сгорания и увеличивает расход топлива на его транспорт,

увеличивает объем продуктов сгорания и потери теплоты с уходящими газами, а также расход энергии на привод дымососа. Влажность увеличивает коррозию и загрязнение поверхностей нагрева воздухоподогревателя.

В зимнее время высокая влажность вызывает смерзание твердого топлива.

Летучие вещества

При нагревании без доступа воздуха твердое топливо разделяется на газообразную часть, называемую летучими веществами, и твердый остаток (кокс).

При нагревании топлива выделяются водяные пары и летучие вещества — горючие (CO , H_2 , CH_4 , C_mH_n) и негорючие (O_2 , CO_2 и др.) газы.

Чем больше выход летучих, тем лучше условия воспламенения и горения топлива и легче обеспечить полноту сжигания топлива.

Вязкость

Важной технической характеристикой мазута является вязкость, которая зависит от температуры. С понижением температуры вязкость возрастает — мазут загустевает или застывает.

Вязкость мазута оказывает влияние на продолжительность сливных операций, транспортировку по трубопроводам, качество распыления мазута и полноту его сжигания. Для снижения вязкости мазута его подогревают до 80–95 °С.

Взрываемость

Смесь горючего газа с воздухом в определенной пропорции в присутствии огня может взрываться. Опасные концентрации природного газа в воздухе — нижний и верхний пределы воспламеняемости составляют 4,5 и 13,5 об. %.

Токсичность

Под токсичностью понимают способность газового топлива вызывать отравление. Наиболее опасными в этом отношении являются окись углерода CO и сероводород H_2S . Предельно допустимая концентрация CO в воздухе 0,03 мг/л, а H_2S — 0,01 мг/л.

Контрольные вопросы к главе 9

1. Назовите основные виды топлива, сжигаемого в котлах ТЭС.
2. Какие элементы, входящие в состав топлива, являются горючими?
3. Какие составляющие топлива образуют балласт?
4. Какой из горючих элементов топлива является вредным?
5. Как различаются между собой высшая и низшая теплота сгорания топлива?
6. Почему в тепловых расчетах котлов, определении его баланса, КПД и т. д. используется низшая (а не высшая) теплота сгорания топлива?
7. Какой смысл вкладывают в понятие «условное топливо»?
8. В топке котла для блока, работающего с мощностью 800 МВт, сжигается 295,1 т/ч кузнецкого угля, имеющего низшую теплоту сгорания 26,08 МДж/кг. Определить удельный расход условного топлива (т. е. количество условного топлива, затрачиваемого на выработку 1 кВт·ч электроэнергии) для этого блока.
9. Как влияет зольность топлива на работу котла и его показатели?
10. На какие составляющие разлагается твердое топливо при его нагреве без доступа воздуха?
11. Назовите основные технические характеристики газообразного топлива.
12. Назовите верхний и нижний пределы взрываемости газообразного топлива.
13. Что называют токсичностью газа? Чем она вызывается?

10. Подготовка топлива к сжиганию

10.1. Системы пылеприготовления

В современных котлах твердое топливо (чаще всего это уголь) сжигается в виде очень тонкой пыли — размеры частиц не более 500 мкм. Чтобы превратить дробленый уголь (куски размером 15–25 мм, которые поступают в бункер котла) в пыль, применяются системы пылеприготовления. В них уголь не только размельчается в пыль, но и подсушивается, что улучшает его последующее горение. В качестве сушильного агента чаще всего используют горячий воздух, отбираемый после воздухоподогревателя котла (температура воздуха 250–420 °С). Этот воздух одновременно является и транспортирующим агентом, обеспечивающим транспортировку пыли в топку. Воздух, используемый в системе пылеприготовления, называют первичным воздухом.

По схеме связи систем пылеприготовления с отдельными котлами ТЭС различают два вида систем:

- центральные системы пылеприготовления;
- индивидуальные системы пылеприготовления.

В первой из них размол и сушка топлива вынесены за пределы котельного цеха и осуществляются в специальном (центральном) пылезаводе. Такой вид систем применяется сравнительно редко.

В индивидуальных системах пылеприготовления все устройства размола и сушки топлива по схеме, режиму и т. д. привязаны только к данному конкретному котлу.

Различают два варианта индивидуальных систем пылеприготовления:

- с промежуточным бункером пыли;
- с прямым вдуванием пыли в топку (рис. 10.1).

На схеме с прямым вдуванием пыли в топку котла видно, что из бункера сырого угля 1 дробленое топливо с помощью питателя сырого угля 3 (регулирующего расход топлива) поступает в мельницу 5. Сюда же подводится часть горячего воздуха (первичный воздух) после подогрева в воздухоподогревателе котла.

Размолотое в мельнице топливо в ее верхней части (сепараторе) сепарируется, после чего готовая топливная пыль вместе с воздухом (аэропыль) по пылепроводам 7 поступает в горелки 8 котла. Вторичный воздух по линиям 13 подается непосредственно в горелки.

Система пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку была показана на рассмотренной ранее технологической схеме производства пара (см. рис. 3.1).

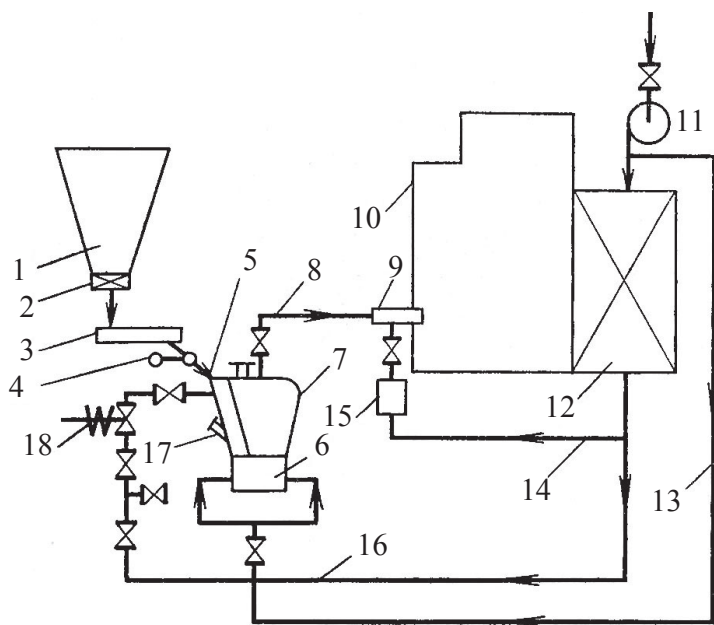


Рис. 10.1. Схема пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку:

1 — бункер сырого угля; 2 — отсекающий шибер; 3 — питатель сырого угля; 4 — клапан-мигалка; 5 — точка сырого угля; 6 — углеразмольная мельница; 7 — сепаратор пыли; 8 — пылепровод; 9 — горелка; 10 — паровой котел; 11 — дутьевой вентилятор; 12 — воздухоподогреватель; 13 — подача холодного воздуха для вентиляции мельницы; 14 — тракт вторичного воздуха; 15 — короб вторичного воздуха; 16 — тракт первичного воздуха; 17 — взрывной клапан; 18 — автоматический быстроотсекающий шибер

На один котел устанавливается несколько мельниц и связанных с ними систем.

На рис. 10.2 приведена индивидуальная схема пылеприготовления с промежуточным бункером пыли.

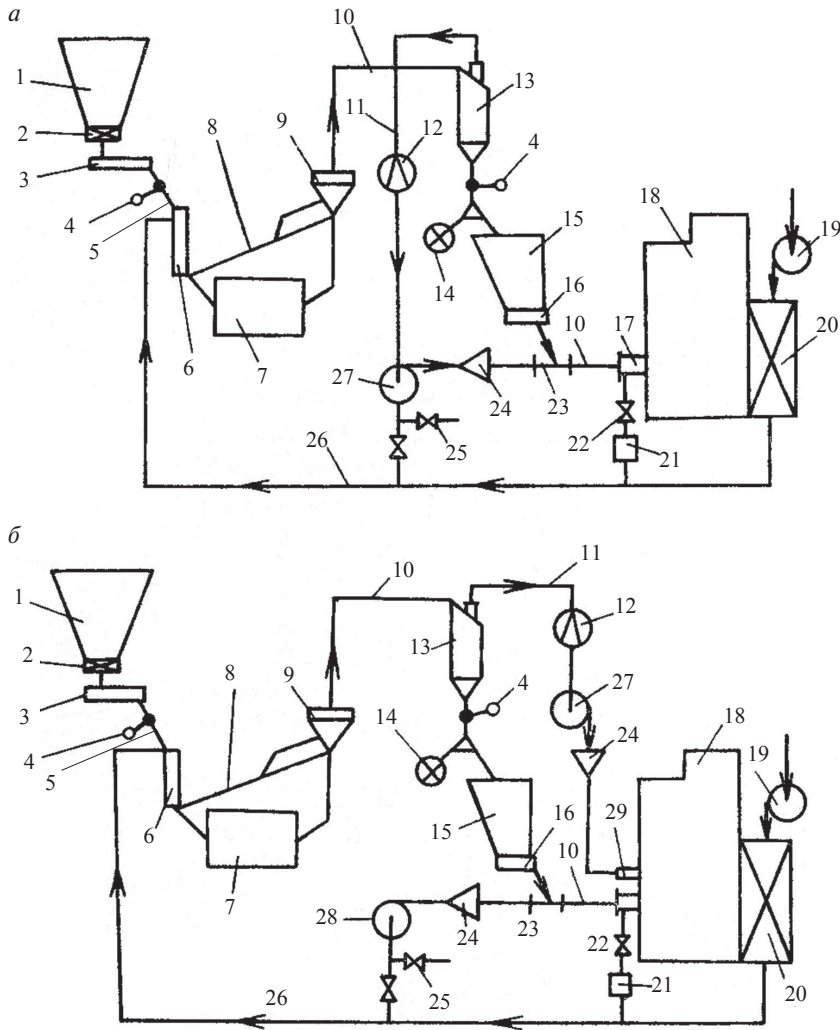


Рис. 10.2. Схема пылеприготовления с промежуточным бункером пыли:

а — с подачей пыли сушильным агентом; *б* — с подачей пыли горячим воздухом и сбросом сушильного агрегата в топку: 1 — бункер сырого угля; 2 — отсекающий шибер; 3 — питатель сырого угля; 4 — клапан-мигалка; 5 — течка сырого угля; 6 — устройство для сушки топлива; 7 — углеразмольная мельница; 8 — течка возврата грубых фракций; 9 — сепаратор пыли; 10 — пылепровод; 11 — влажный сушильный агент с мелкой пылью; 12 — измеритель расхода; 13 — циклон; 14 — реверсивный пылевой шнек; 15 — бункер пыли; 16 — питатель пыли; 17 — горелка; 18 — паровой котел; 19 — дутьевой вентилятор; 20 — воздухоподогреватель; 21 — короб вторичного воздуха; 22 — тракт вторичного воздуха; 23 — смеситель; 24 — короб первичного воздуха; 25 — клапан присадки холодного воздуха; 26 — тракт первичного воздуха; 27 — мельничный вентилятор; 28 — вентилятор горячего дутья; 29 — сбросная горелка

До входа в мельницу после подсушивающей трубы (в которую одновременно поступают и сырой уголь, и горячий воздух) топливо и первичный воздух движутся вместе; топливо успевает частично подсушиться. Однако основная сушка топлива происходит в самой мельнице в процессе его размола. Из мельницы пылевоздушная смесь по пылепроводам поступает в сепаратор, где крупные частицы отделяются из основного потока и возвращаются по линии в мельницу для дополнительного размола. Из сепаратора основной пылевоздушный поток поступает в циклон, где готовая пыль отделяется от воздуха. Пыль направляется в бункер пыли, из которого специальными питателями подается в пылепроводы.

Освободившийся от большей части пыли сушильный агент с температурой 80–100 °С мельничным вентилятором нагнетается в корб первичного воздуха, а затем распределяется по пылепроводам (сушильный агент после циклона содержит около 10–15 % самой мелкой угольной пыли, поэтому его нельзя выбрасывать в дымовую трубу). Регулирование паропроизводительности парового котла в этой схеме обеспечивается питателями пыли за счет запаса пыли в бункере.

10.2. Углеразмольные мельницы

Основным элементом любой пылесистемы является углеразмольная мельница. В таблице перечислены наиболее распространенные типы мельниц.

Мельница	Обозначение	Принцип разлома топлива	Частота вращения, об/мин	Классификация по частоте вращения
Шаровая барабанная	ШБМ	Удар, истирание	15–25	Тихоходная
Валковая среднеходная	МВС	Раздавливание	50–80	Среднеходная
Молотковая	ММ	Удар	750–780	Быстроходная
Мельница-вентилятор	МВ	Удар	735–1470	Быстроходная

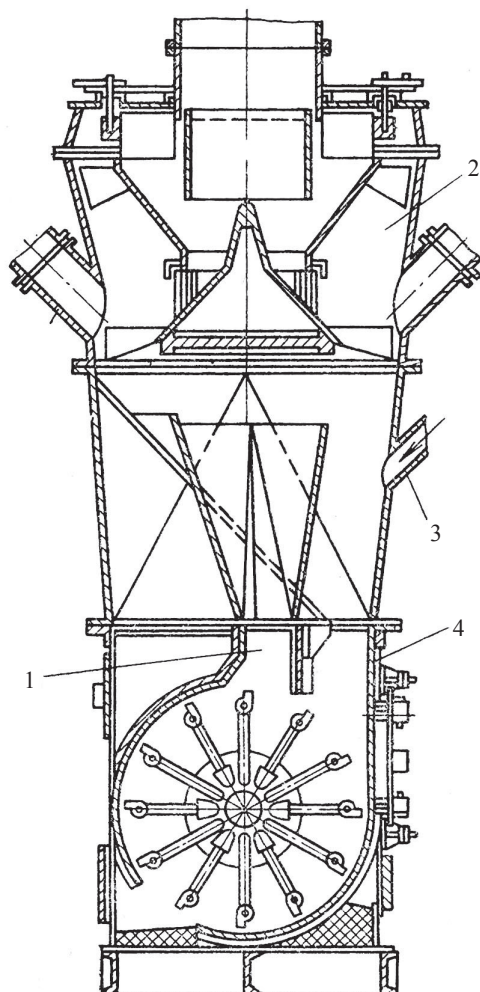


Рис. 10.4. Компоновка молотковой мельницы с центробежным сепаратором пыли:

- 1 — точка возврата; 2 — сепаратор пыли;
3 — ввод сырого топлива; 4 — молотковая мельница

неподвижные патрубки 1 и 5. Место соединения тщательно уплотняют во избежание присоса воздуха. При вращении барабана шары поднимаются на некоторую высоту и затем падают вниз. Размол топлива происходит за счет удара падающих шаров и перетирания топлива между шарами.

В быстроходных молотковых мельницах (ММ) топливо измельчается главным образом при ударе молотков (бил), а частично истирается между билами и корпусом мельницы. Размол получается более грубый, чем в ШБМ.

Конструктивно мельница выглядит следующим образом (рис. 10.4). На горизонтальном валу закрепляют неподвижные диски (в мощных мельницах диски вытачивают заодно с валом, который охлаждается водой через выполненные в нем осевые сверления). На дисках закрепляют свободно качающиеся билодержатели; на их противоположных концах насажены била, изготовленные из чугуна или марганцовистой стали. Эти элементы составляют ротор, который помещен в стальной корпус толщиной 10–15 мм, изнутри выложенный броневыми плитами толщиной 20–30 мм. Мельница приводится во вращение непосредственно от электродвигателя.

10.3. Подготовка газа и мазута к сжиганию

Подготовка газа к сжиганию на ТЭС состоит в очистке газа от вредных механических включений и поддержании постоянного давления перед горелками котла путем дросселирования поступающего из магистрали газа.

Газ подается на электростанцию под давлением $0,7\text{--}1,3$ МПа из магистрального газохода и дросселируется до $0,12\text{--}0,2$ МПа в газорегуляторном пункте ГРП, где обычно устанавливаются три нитки газопроводов, каждая с регулятором давления — основная, байпасная, резервная. Для очистки газа от механических примесей установлены грубые и тонкие фильтры, для предупреждения аварийного роста давления — предохранительные клапаны. На газопроводе каждого котла имеются клапаны основного и пускового (растопочного) регулятора расхода газа. Перед каждым котлом на линии подвода газа установлен быстродействующий отсекающий клапан (БОК). Регулятор поддерживает необходимую тепловую мощность котла, клапан отключает подачу газа в топку при аварийных ситуациях, когда может появиться опасность взрыва газа в газоходе, например при обрыве факела, остановке дымососа или дутьевого вентилятора.

Подготовка мазута к сжиганию происходит так. Доставляют мазут на ТЭС обычно железнодорожным транспортом. Для сжигания мазут готовят: подогревают в баке хранения, отстаивают и удаляют воду. Перед подачей в котел мазут подогревают для уменьшения вязкости и очищают от твердых включений путем пропуска через фильтры.

Контрольные вопросы к главе 10

1. Какие функции выполняет система пылеприготовления котла?
2. Какую роль играет первичный воздух в подготовке твердого топлива к сжиганию?
3. Перечислите основные элементы системы пылеприготовления с прямым вдуванием пыли в топку котла.
4. Назовите основные типы мельниц, применяемых в системах пылеприготовления котлов.

5. Какие элементы обеспечивают размол топлива: а) в шаровой барабанной мельнице; б) молотковой мельнице; в) среднеходовой валковой мельнице?
6. В чем заключается подготовка газа к сжиганию в топке котла?
7. Где производят снижение давления газа до уровня, допускающего его сжигание в котле?
8. Какую роль играет быстродействующий отсекающий клапан (БОК) на линии подвода газа к котлу?

11. Топочные процессы

11.1. Виды топок

В паровых котлах на органическом топливе теплоту для нагрева рабочего тела получают в топках путем сжигания топлива. В котлах небольшой паропроизводительности используют топки слоевого сжигания. В них сжигается кусковое (дробленое) твердое топливо в плотном слое на различных колосниковых решетках. На ТЭС топки такого вида не применяют.

В паровых котлах на современных ТЭС топливо сжигают факельным способом в камерных топках. При факельном горении тонко распыленное топливо направляют в топку; при этом твердое топливо в пылевидном состоянии подают в топку с помощью воздуха (первичного). Одновременно в ту же зону нагнетают дополнительный воздух (вторичный) в количестве, достаточном для полного выгорания топлива.

При установившемся в топке процессе горения к потоку вновь поступившего топлива подмешиваются образовавшиеся ранее высокотемпературные продукты горения. Они подогревают и воспламеняют вновь поступившую смесь из воздуха и топлива.

Различают камерные топки с сухим шлакоудалением (рис. 11.1, а) и с жидким шлакоудалением (рис. 11.1, б) для сжигания твердого топлива и для сжигания газа и мазута (рис. 11.2).

В общем случае топка представляет собой камеру прямоугольного или квадратного сечения, имеющую в верхней части газовое окно для вывода продуктов сгорания, а в нижней части под. В зависимости от вида сжигаемого топлива под может быть горизонтальным или слабонаклонным при сжигании газа и мазута (рис. 11.2) или при сжигании твердого топлива с жидким шлакоудалением (рис. 11.1, б) либо иметь крутонаклонные скаты, образующие так называемую холод-

ную воронку (при сжигании твердого топлива с сухим шлакоудалением (рис. 11.1, а)).

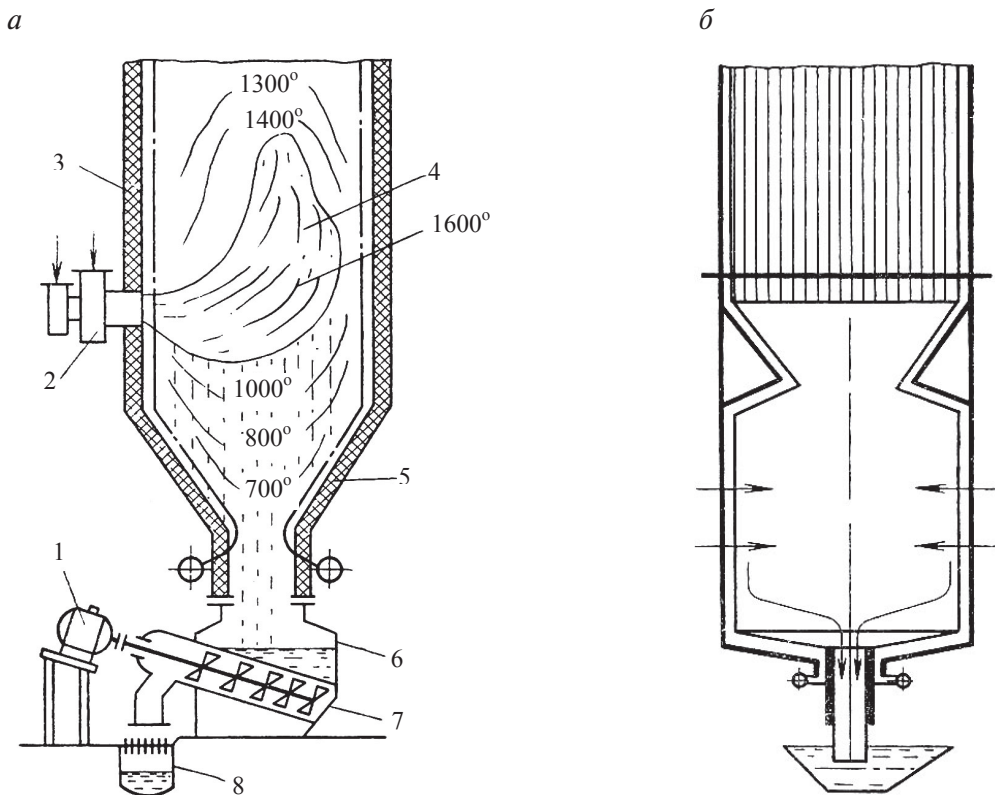


Рис. 11.1. Виды топочных камер для энергетических котлов:

а — топка с твердым шлакоудалением (1 — электродвигатель; 2 — горелка; 3 — настенные экраны; 4 — ядро факела; 5 — холодная воронка; 6 — шлаковая ванна с водой; 7 — шнековый шлакоудаляющий механизм; 8 — канал гидрозолоудаления); б — топка с жидким шлакоудалением

Топливозвоздушная смесь и добавочный (вторичный) воздух, необходимый для сжигания топлива, подаются в топку через горелки 6 (горелочные устройства).

Стенки топочной камеры закрыты трубами, по которым циркулирует рабочее тело; эти трубы образуют радиационные поверхности нагрева — экраны. Снаружи топка закрыта обмуровкой, выполняющей роль тепловой изоляции.

У современных котлов топочная камера имеет значительные размеры, особенно при сжигании твердого топлива. К числу отечествен-

ных котлов, имеющих наибольшие размеры топок, относится котел ТПП-804: ширина — 30,9 м, глубина — 15,5 м, высота 68,0 м.

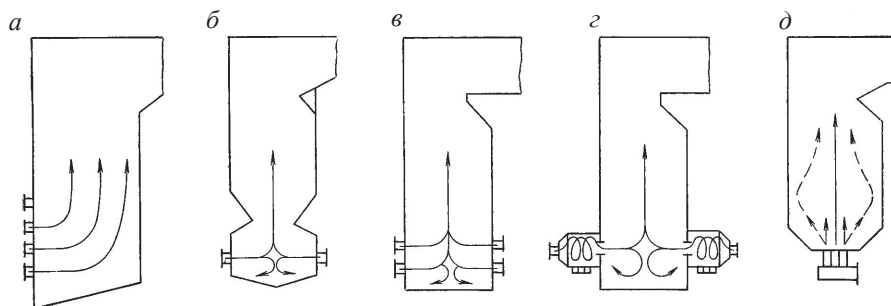


Рис. 11.2. Виды топочных камер газомазутных паровых котлов:

а — открытая топка с однофронтальными многоярусными горелками; *б* — топка с пережимом и встречным (двухфронтальным) расположением горелок; *в* — открытая топка со встречным двухъярусным расположением горелок; *г* — топка со встречными циклонными предтопками; *д* — топка с подовыми горелками прямоточного или вихревого типа (пунктирные линии)

11.2. Горелочные устройства

Горелочные устройства (или просто горелки) различают по виду сжигаемого топлива: газовые, мазутные, пылеугольные и комбинированные (газомазутные, пылегазовые, пылегазомазутные).

Пылеугольные горелки в зависимости от принципа организации ввода пылевоздушной смеси можно разделить на три типа: вихревые, прямоточные, плоскофакельные.

В вихревых горелках (рис. 11.3) один из потоков: пылевоздушной смеси (ПВС), вторичного воздуха (ВВ) — или оба потока закручиваются в специальных улиточных подводах или в направляющих лопаточных аппаратах. В зависимости от наличия и способа закрутки потоков различают вихревые горелки следующих типов: 2-улиточные; улиточно-лопаточные; 2-лопаточные; прямоточно-улиточные; прямоточно-лопаточные. При этом первым указывают способ ввода пылевоздушной смеси. Например, в прямоточно-улиточной горелке (рис. 11.3, б) пылевоздушная смесь подается без закрутки вдоль оси горелки — аксиально (их еще называют аксиально-улиточными), а вторичный воздух закручивают в устройстве улиточного типа.

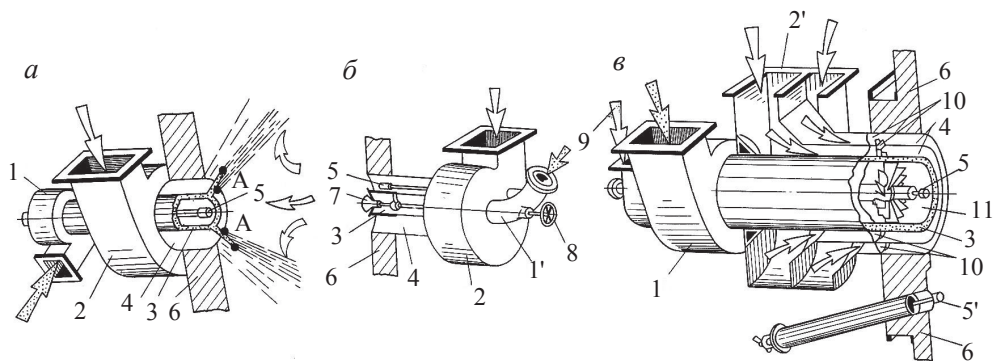


Рис. 11.3. Виды вихревых пылеугольных горелок:

a — двухулиточная; *б* — прямоточно-улиточная; *в* — улиточно-лопаточная; 1 — улитка пылевоздушной смеси (ПВС); 2 — улитка вторичного воздуха (ВВ); 1' — входной патрубок ПВС; 2' — короб ввода ВВ; 3 — кольцевой канал для выхода ПВС в топку; 4 — то же для ВВ; 5 — основная мазутная форсунка; 5' — растопочная мазутная форсунка; 6 — обмуровка топки; 7 — рассекаТЕЛЬ для выхода ПВС; 8 — управление положением рассекаТеля; 9 — подвод центрального воздуха; 10 — завихривающие лопаТки для ВВ; 11 — завихритель осевого потока воздуха

Вихревые горелки отличаются повышенной эжекцией горячих топочных газов в поступающую ПВС, что обеспечивает ее быстрый нагрев до температуры воспламенения. ПВС и ВВ на выходе из горелки образуют два расходящихся усеченных конуса, внутри которых создается зона подсоса высокотемпературных газов из ядра горения (рис. 11.4).

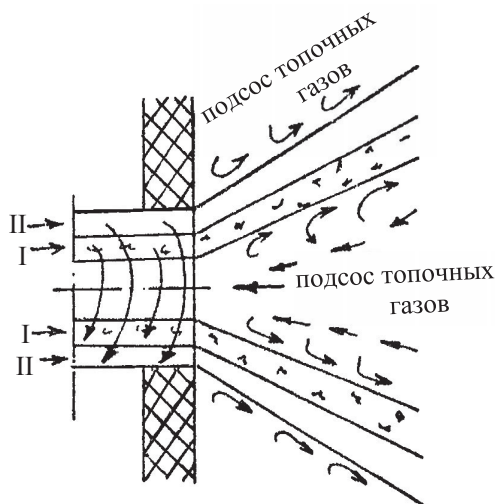


Рис. 11.4. Схема смесеобразования:

I — пылевоздушная смесь; II — вторичный воздух

Прямоточные горелки характеризуются тем, что оба потока вводятся в топку без закрутки аксиально (рис. 11.5).

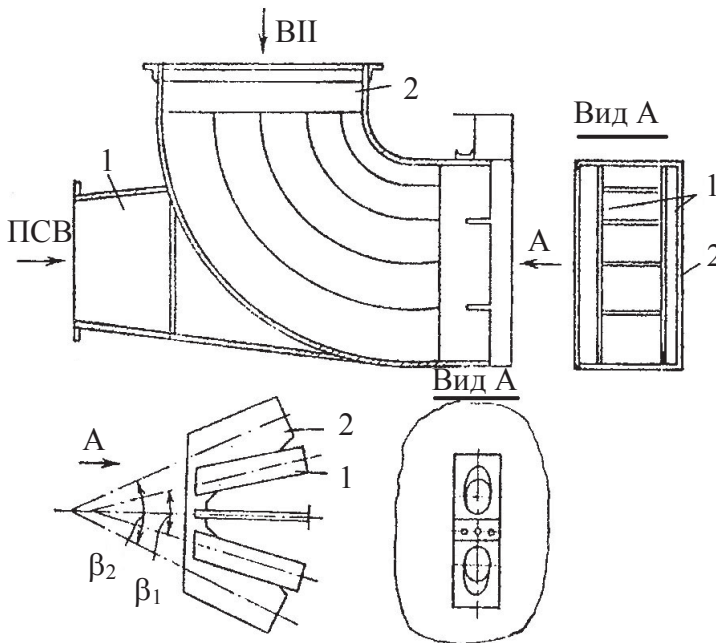


Рис. 11.5. Прямоточная горелка на выходе вихревой горелки:

a — с центральными каналами горячего воздуха; *б* — с внешними каналами горячего воздуха; 1 — каналы пылевоздушной смеси (ПВС); 2 — каналы вторичного воздуха (В II)

В плоскофакельных горелках (рис. 11.6) организуются соударения потоков ПВС и вторичного воздуха В II. При соударении потока ПВС, вытекающего из труб 1, и потока В II, вытекающего из канала 2, эти потоки деформируются и растекаются, перемешиваясь, в поперечном направлении.

Горение газового топлива в смеси с воздухом идет с очень большой скоростью: готовая смесь метана с воздухом объемом 10 м^3 сгорает за 0,1 с. Поэтому интенсивность сжигания природного газа в топках паровых котлов определяется скоростью его смешения с воздухом в горелке. Трудность обеспечения полного смешения большого расхода газа с воздухом за короткий промежуток времени связана с большим различием объемных расходов газа и воздуха — на сжигание 1 м^3 газа требуется около 20 м^3 горячего воздуха. Для полноты перемешивания

вания приходится вводить газ в поток воздуха внутри горелки большим количеством мелких струй малого диаметра и с большой скоростью. Воздушный поток также сильно турбулизируется в специальных завихрывающих устройствах.

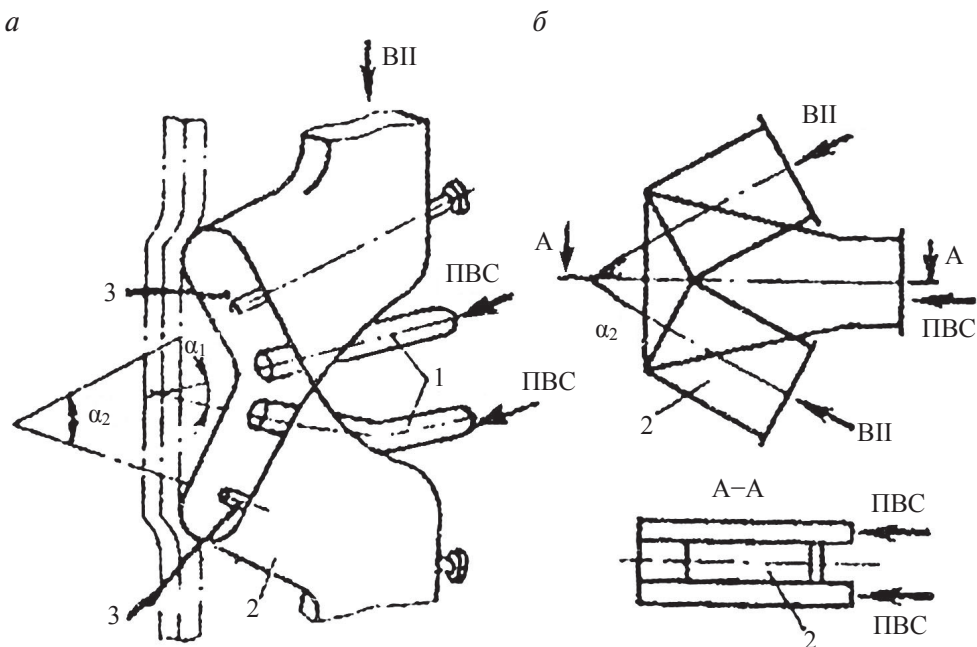


Рис. 11.6. Плоскофакельная горелка:

a — со встроенными каналами ПСВ; *б* — с вертикально-параллельными каналами;
1 — трубы подвода ПСВ; 2 — каналы вторичного воздуха; 3 — подвод газового топлива

Мазут сжигают в распыленном состоянии, которое получают с помощью паровых или механических форсунок. В паровых форсунках мазут распыляют, вводя в быстро движущийся поток пара, который дробит капли. Из механических форсунок мазут выходит с высокой скоростью. Дробление его струи на капли происходит под действием сил трения, возникающих при движении струи в плотной газовой среде, заполняющей пространство топки. На рис. 11.7 показана конструкция паромазутной форсунки. Мазут поступает в форсунку по центральному каналу 1 к распылителю 4, перед которым установлен фильтр 5. Распыливающая шайба 4 подает мазут (в виде капель) в сопло насадок 3; туда же поступает пар, подводимый через отверстия распределителя 2. Пар дробит мазут на более мелкие капли.

В комбинированных горелках зажигание пылевоздушной смеси производится при высокой температуре в топке котла. При растопке котла, когда факел в топке отсутствует, надежное зажигание пылевоздушной смеси обеспечить невозможно. Поэтому при растопке пылеугольного котла первоначально сжигают легковоспламеняющееся топливо — газ или мазут (растопочное топливо). По мере прогрева топки постепенно переходят на сжигание твердого топлива. Кроме того, на ТЭС, кроме основного, часто имеется резервное топливо: при сжигании угля — газ или мазут; при сжигании газа — мазут; при сжигании мазута — газ. Поэтому целесообразно выполнять комбинированные горелки: пылегазовые, газомазутные, пылемазутные или пылегазомазутные, в которые встроены элементы, обеспечивающие подвод растопочного или резервного топлива. Примеры таких горелок были приведены на рис. 11.5, 11.6.

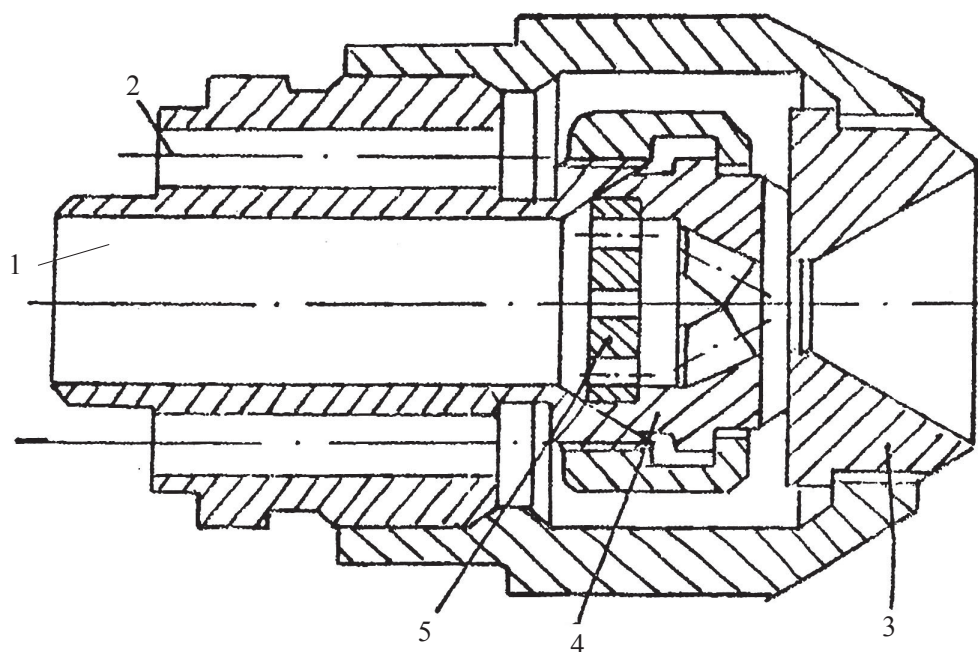


Рис. 11.7. Паромазутная форсунка:

- 1 — центральный канал; 2 — распределитель; 3 — сопло-насадок;
4 — распылитель; 5 — фильтр

11.3. Топочные процессы

Горение твердого топлива имеет два периода — тепловую подготовку и собственно горение (рис. 11.8).

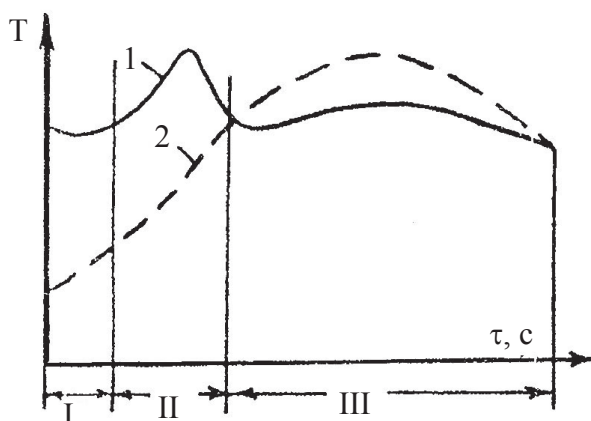


Рис. 11.8. Температурный режим при горении отдельной частицы твердого топлива: 1 — температура газовой среды вокруг частицы; 2 — температура частицы; I — зона термической подготовки; II — зона горения летучих; III — горение коксовой частицы

В процессе тепловой подготовки (зона I) топливо прогревается, высушивается, и при температуре около $110\text{ }^{\circ}\text{C}$ начинается разложение составляющих его компонентов с выделением газообразных летучих веществ. Длительность этого периода зависит от влажности топлива, размеров его частиц и теплообмена частицы топлива с топочной средой.

Горение начинается с воспламенения летучих веществ (зона II) при температуре $400\text{--}600\text{ }^{\circ}\text{C}$, а выделяющаяся при этом теплота обеспечивает ускоренный прогрев и воспламенение коксового остатка (то, что остается после выхода летучих).

Горение кокса (зона III) начинается при температуре около $1000\text{ }^{\circ}\text{C}$ и является наиболее длительным процессом. Объясняется это тем, что часть кислорода в зоне у поверхности израсходована на сжигание летучих веществ. Кроме того, твердая частица горит медленнее, чем выделившиеся газы. Поэтому длительность горения твердых частиц определяется в основном временем сгорания коксового остатка (около $2/3$ всего времени горения).

Скорость горения увеличивается при уменьшении размеров частиц пылевидного топлива, улучшении условий его перемешивания с кислородом.

Рассмотрим горение жидкого топлива (мазута). Температура воспламенения мазута выше, чем температура его кипения. Поэтому при поступлении в зону высоких температур капля мазута сначала испаряется с поверхности за счет подвода теплоты, затем пары топлива смешиваются с воздухом из окружающей среды, подогреваются до температуры воспламенения и горят в газообразном состоянии.

Условия горения улучшаются при увеличении суммарной поверхности капель, что достигается тонким распылом струи поступающего на горение топлива с образованием мельчайших капель (тумана). Так, при дроблении капли мазута диаметром 2 мм до размера 200 мкм (0,2 мм) образуется 1000 таких капель, суммарная поверхность которых в 10 раз больше, чем поверхность исходной капли.

Основными условиями интенсификации горения жидкого топлива являются предварительный подогрев, тонкое распыление топлива, энергичное смесеобразование топлива с кислородом.

Контрольные вопросы к главе 11

1. Какой вид топок используют в конструкциях современных котлов для ТЭС?
2. Перечислите основные элементы топки камерного типа.
3. Как называют нижнюю часть камерной топки, предназначенной для сжигания твердого топлива с сухим шлакоудалением?
4. Какие существуют типы горелок по виду сжигаемого топлива?
5. Назовите основные типы горелок по принципу организации ввода пылевоздушной смеси в топку котла.
6. Назовите основные зоны, которые выделяют при рассмотрении процесса горения частиц твердого топлива.

12. Газовоздушный тракт котла

12.1. Состав газовоздушного тракта

Газовоздушный тракт (рис. 12.1) включает в себя оборудование, обеспечивающее подачу воздуха в топку котла, и удаление продуктов сгорания из топки в атмосферу. Он разделяется на воздушный тракт и газовый тракт.

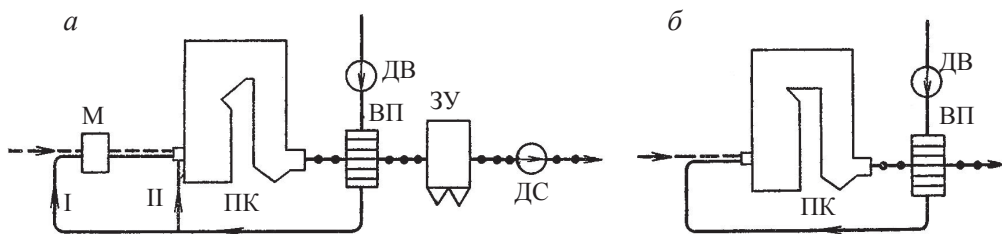


Рис. 12.1. Схема газовоздушного тракта котла (а) с уравновешенной тягой (б) с наддувом пылеугольной ТЭС:

М — углеразмольная мельница; ПК — паровой котел; ВП — воздухоподогреватель; ДВ — дутьевой вентилятор; ЗУ — золоуловитель; ДС — дымосос; I — первичный воздух; II — вторичный воздух

Воздушный тракт включает в себя короб холодного воздуха, дутьевой вентилятор ДВ, воздушную сторону воздухоподогревателя ВП; горелочное устройство.

Газовый тракт включает в себя оборудование, обеспечивающее удаление продуктов сгорания в атмосферу. Он начинается в топке, проходит через пароперегреватели, экономайзер, воздухоподогреватель ВП (газовая сторона), золоуловитель ЗУ, дымосос ДС и дымовую трубу.

Движение воздуха и продуктов сгорания сопровождается потерями давления в поверхностях нагрева и других элементах тракта. Напор, необходимый для преодоления этих сопротивлений, создают тягодутьевые машины — дутьевые вентиляторы и дымососы.

Кроме того, в состав газозвоздушного тракта входят всасывающие и нагнетательные воздуховоды и газоходы, регулирующие устройства — шиберы, направляющие аппараты, дымовые трубы.

Воздушный и газовый тракты соединяются между собой последовательно и образуют газозвоздушный тракт. Переход от одного к другому происходит в объеме топочной камеры. Воздух транспортируется дутьевым вентилятором, и воздушный тракт на участке вентилятор—топка находится под давлением выше атмосферного. Продукты сгорания транспортируются дымососами, расположенными после котла; поэтому топка и все газоходы находятся под разрежением. Такую схему тяги и дутья называют уравновешенной (см. рис. 12.1, а) и применяют для котлов, сжигающих твердое топливо.

Возможен и другой вариант организации движения продуктов сгорания (газов) — без установки дымососов. В этом случае и подача воздуха, и транспорт продуктов сгорания обеспечиваются специальными высоконапорными дутьевыми вентиляторами (воздуходувные машины). В этом случае топка и газоходы находятся под некоторым избыточным давлением — наддувом (см. рис. 12.1, б).

Применение наддува предъявляет высокие требования к герметичности котла, чтобы исключить выбивание газов из топки и газоходов («пыление») в котельное помещение. При уравновешенной тяге наличие некоторого разрежения в топке и газоходах исключает пыление; наоборот, имеются постоянные присосы холодного воздуха из атмосферы котельной через неплотности топки и газоходов.

Дымовая труба обеспечивает рассеивание продуктов сгорания на большой площади, что снижает их концентрацию у поверхности земли до допустимых значений. Кроме того, дымовая труба создает дополнительный напор, позволяющий уменьшить мощность и напор тягодутьевых машин.

Создаваемый дымовой трубой напор объясняется разностью веса столба горячих газов в дымовой трубе и столба холодного атмосферного воздуха той же высоты. Этот напор называется напором самотяги. Он растет с увеличением высоты дымовой трубы, температуры уходящих из котла газов и со снижением температуры воздуха в окружающей трубу атмосфере. Распределение давления в газозвоздушном тракте при разных схемах показано на рис. 12.2.

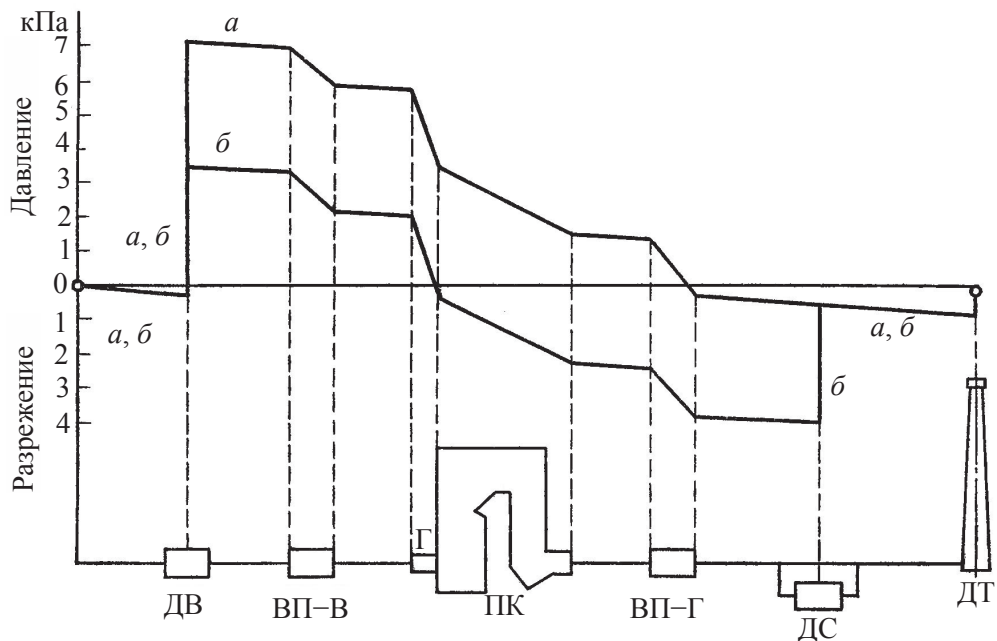


Рис. 12.2. Распределение давления в газовоздушном тракте парового котла:

ДВ — дутьевой вентилятор; ВП-В — воздушная сторона воздухоподогревателя; Г — горелки; ПК — паровой котел; ВП-Г — газовая сторона воздухоподогревателя; ДС — дымосос; ДТ — дымовая труба

12.2. Воздухоподогреватели

В современных энергетических котлах воздухоподогреватели являются обязательным элементом конструкции. Подогрев воздуха позволяет существенно улучшить воспламенение и горение топлива в топке. При сжигании твердых топлив (каменного и бурого углей, антрацитов, торфа и т. п.) горячий воздух необходим для подсушки топлива. Подогрев воздуха позволяет снизить температуру уходящих газов и таким образом повышает экономичность котла, так как уменьшается потеря теплоты с уходящими газами.

По способу теплообмена воздухоподогреватели делят на трубчатые (рекуперативные) и регенеративные.

Трубчатые (рекуперативные) воздухоподогреватели

В таких воздухоподогревателях передача теплоты от газов к воздуху происходит через разделяющую их стенку трубы. Они выполняются (рис. 12.3) из тонкостенных труб 1 (толщина стенки около 1,5 мм), герметически заделанных в отверстиях трубных досок 2, 6 с помощью приварки или другим способом.

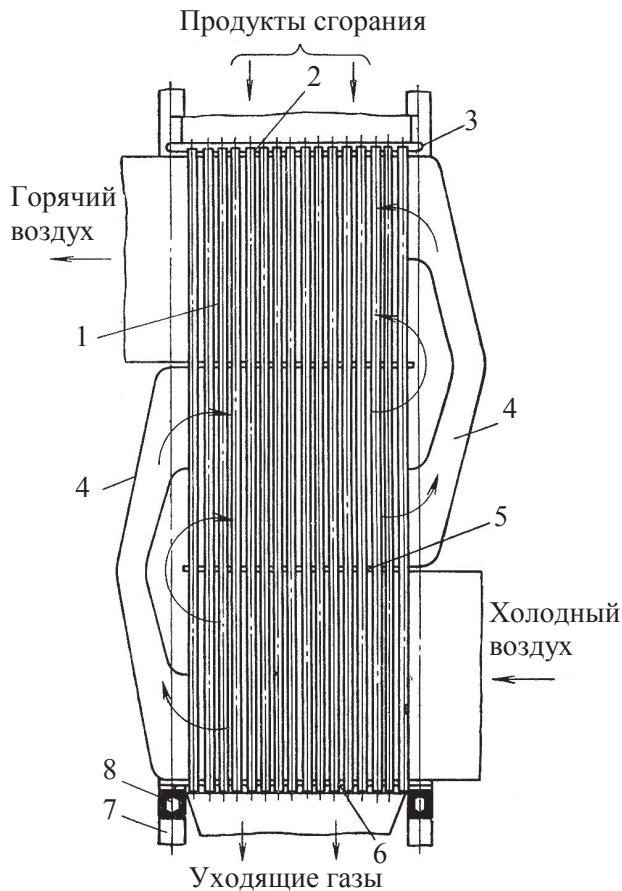


Рис. 12.3. Трубчатый воздухоподогреватель:

1 — трубы; 2, 6 — трубные доски; 3 — компенсатор; 4 — короб; 5 — промежуточные перегородки; 7 — каркас; 8 — рама

По трубам 1 движутся продукты сгорания, а в межтрубном пространстве в поперечном направлении проходит воздух. Воздух может совер-

шать несколько перекрестных ходов, для чего устанавливают промежуточные трубные доски 2, 6.

Снаружи от окружающей среды воздухоподогреватель ограждается перепускными коробами 4 и металлическими стенками.

При работе котла трубы вследствие нагрева удлиняются вверх, перемещая промежуточные и верхнюю трубные доски 2, 6. Также удлиняются перепускные короба и металлические ограждения. Для обеспечения свободного перемещения трубной системы при сохранении плотности предусмотрена установка компенсаторов 3, которые выполняют, например, в виде сегментов линз, привариваемых с одной стороны к балкам перепускного короба, а с другой — к стенке газохода или к трубной доске.

Регенеративные воздухоподогреватели

Регенеративные воздухоподогреватели (РВП) выполняют в виде подвижной поверхности нагрева (набивки), заполняющей объем РВП, через которую попеременно пропускают то продукты сгорания, нагревающие набивку, то воздух, забирающий теплоту от нагретой набивки.

Схематически РВП выглядит следующим образом (рис. 12.4). Поверхность нагрева образована из плоских и гофрированных тонких стальных листов с размером щелей 3—13 мм. Этой набивкой заполнен пустотелый ротор, состоящий из секторов. Ротор диаметром 4—17 м медленно (2—8 об/мин) вращается в горизонтальной (иногда — вертикальной) плоскости. Газы направлены сверху вниз и занимают примерно 2/3 живого сечения ротора; воздух направлен навстречу газам и занимает 1/3 сечения. Набивка ротора нагревается при движении через нее газового потока. Затем она при вращении попадает на «воздушную сторону», где через набивку проходит воздушный поток; воздух охлаждает набивку и нагревается. В процессе дальнейшего вращения рассматриваемый сектор набивки снова поступает на газовую сторону, где снова нагревается, и процесс повторяется.

Наружный неподвижный корпус РВП снабжен глухими секторными (уплотнительными) плитами, размер которых больше размеров сектора. Эти плиты препятствуют перетеканию воздуха на газовую сторону.

Вращение ротора обеспечивается электродвигателем, который через редуктор вращает малую (приводную) шестерню, входящую в зацепление в зубчатое колесо, соединенное с барабаном ротора.

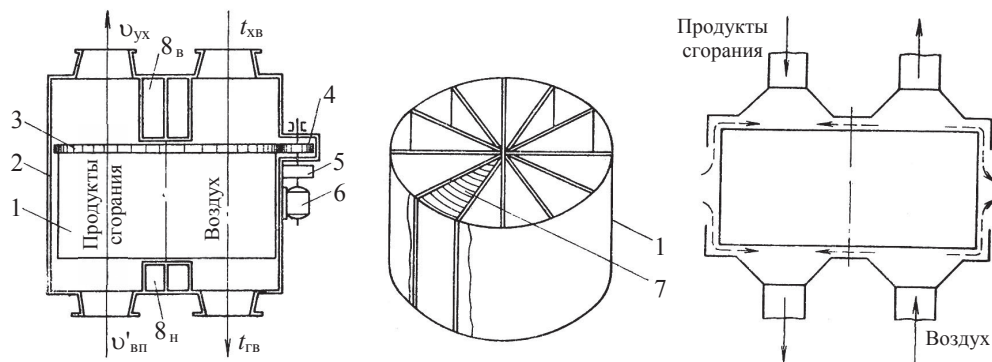


Рис. 12.4. Регенеративный вращающийся воздухоподогреватель:

- а* — продольный разрез; *б* — ротор; *в* — места перетока воздуха; 1 — ротор; 2 — корпус; 3 — большая шестерня; 4 — малая шестерня; 5 — редуктор; 6 — электропривод; 7 — набивка; 8_н, 8_в — нижняя и верхняя секторные плиты

Преимуществом РВП является меньшая металлоемкость и меньшее гидравлическое сопротивление по сравнению с трубчатыми. Коррозия РВП меньше сказывается на работе котла. Одноступенчатый РВП обеспечивает более высокий подогрев воздуха, чем одноступенчатый трубчатый воздухоподогреватель.

В то же время наличие вращающихся деталей требует установки сложных и ненадежных в работе уплотнений, охлаждения и постоянного контроля работы ротора и подшипников, усложняет эксплуатацию из-за повышенных перетечек воздуха и забивания золой межпластинчатых зазоров.

Контрольные вопросы к главе 12

1. Перечислите основные элементы, входящие в газовый тракт котла.
2. Перечислите основные элементы, входящие в воздушный тракт котла.
3. В чем состоит принцип уравновешенной тяги для газозвдушно-го тракта котла ТЭС?
4. Какую роль играет дымовая труба в работе газозвдушно-го тракта парового котла?

5. Объясните, как создается тяга, развиваемая дымовой трубой. Чем определяется ее величина?
6. Почему дымовую трубу ТЭС делают такой высокой?
7. Зачем подогревают воздух, подаваемый в котел?
8. Как работает регенеративный воздухоподогреватель (РВП)?

13. Золоулавливание

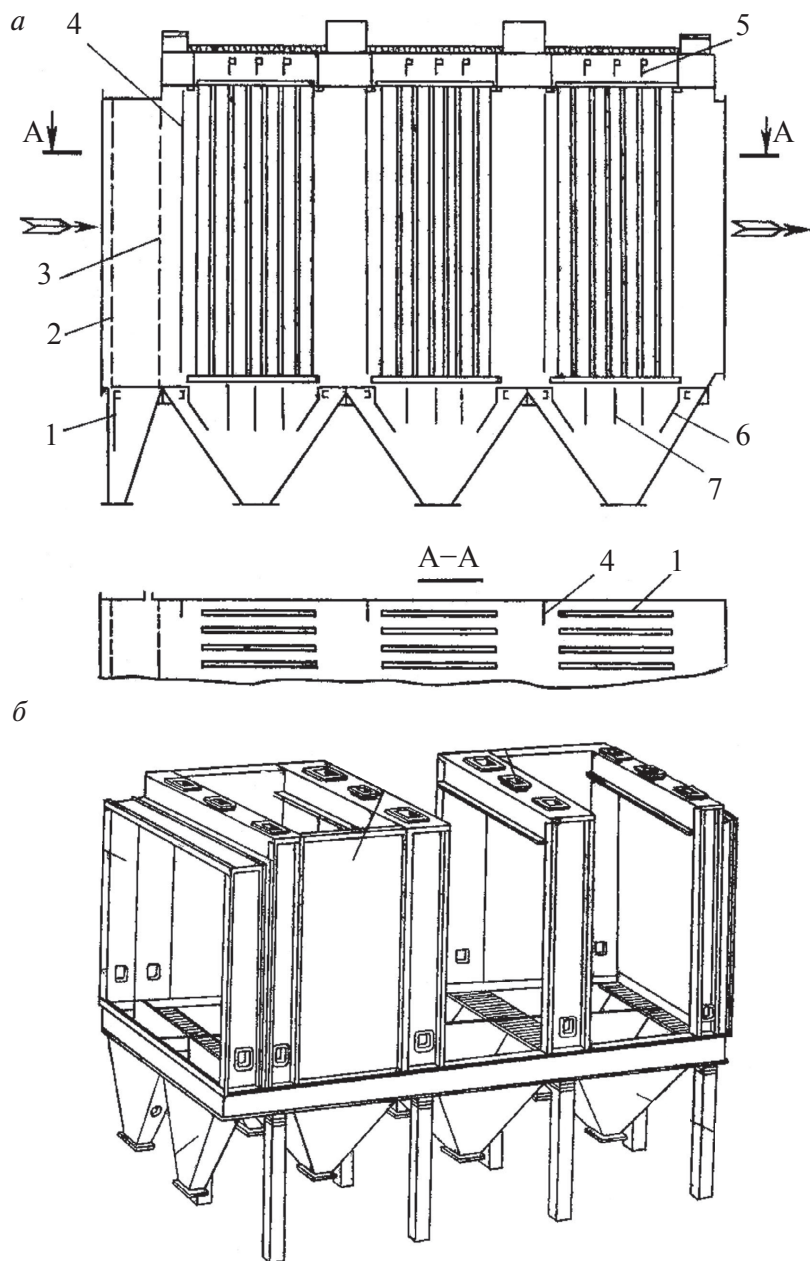
Сжигание в паровых котлах твердого топлива с большим содержанием золы выдвигает требование очистки продуктов сгорания (уходящих газов) от нее во избежание загрязнения этой золой окружающей среды. В соответствии с нормами степень улавливания золы должна быть не менее 98–99,5 %; последняя цифра — для более мощных ТЭС. Хорошее улавливание золы обеспечивает также надежную работу дымососов. Поэтому на выходе из котла перед дымососами устанавливают золоуловители. В настоящее время на мощных ТЭС наибольшее распространение получили электрофилтры и мокрые золоуловители.

Электрофилтры работают на принципе сообщения частицам золы электрического заряда и последующего улавливания заряженных золковых частиц.

Конструкция электрофилтра показана на рисунке.

В металлическом корпусе на расстоянии 100–150 мм расположены коронирующие 3 и осадительные 2 электроды, собранные в секции. Коронирующие электроды выполнены в виде прутков или узких полос с иглами; они изолированы от корпуса и от земли и к ним подведен отрицательный заряд высокого напряжения (20–90 кВ) от источника питания 6. При подаче напряжения у поверхности электрода возникает разряд — «корона», ионизирующий («заряжающий») находящиеся поблизости золковые частицы. Получившие отрицательный заряд золковые частицы перемещаются в сторону заземленных осадительных электродов 2, имеющих знак «+», осаждаясь на них.

Осадительные электроды 2 выполнены из тонколистовых широкополосных элементов с развитой поверхностью. Периодически электроды встряхивают с помощью специальных устройств 5 и 7, и зола падает в бункер 1. На входе и выходе электрофилтра располагаются решетки 4, которые обеспечивают равномерное распределение газов и золы по отдельным секциям.



Конструкция электрофильтра:

a — схема расположения электродов; *б* — общий вид; 1 — бункер золы; 2, 3 — осадительные и коронирующие электроды; 4 — решетка; 5, 7 — встряхивающий механизм; 6 — токоподводящее устройство

Степенью улавливания золы называют процентное отношение массы уловленной золы $G_{\text{ул}}$ к общей массе $G_{\text{вх}}$ золы, поступающей в электрофильтр:

$$n_{\text{ул}} = G_{\text{ул}} / G_{\text{вх}} \cdot 10\%.$$

Электрофильтры имеют высокую степень улавливания золы (99,5–99,8 %), допускают работу в условиях высокой температуры (до 400–450 °С) и агрессивной среды.

Недостатки электрофильтра: высокая металлоемкость, высокая стоимость, необходимость тщательного монтажа, ремонта и квалифицированного обслуживания.

Контрольные вопросы к главе 13

1. На каком принципе основано действие электрофильтра?
2. Какова степень улавливания золы в современных электрофильтрах?

14. Золошлакоудаление

.....

Золошлакоудаление — система устройств и механизмов для удаления несгоревших остатков топлива (шлака и золы) за пределы ТЭС. На крупных ТЭС, сжигающих твердое топливо, масса удаляемых шлаков и золы достаточно велика, поэтому система золошлакоудаления требует больших расходов воды, электроэнергии и т. п. Так, на ТЭС мощностью 4000 МВт, сжигающей экибастузский уголь, из котлов для твердого шлакоудаления необходимо удалять около 60 т/ч шлака и около 1160 т/ч золы.

На ТЭС используются три основных способа золошлакоудаления:

- механический — с помощью шнеков или ленточных транспортеров;
- пневматический — под напором воздуха в закрытых трубах или каналах;
- гидравлический — смыв воды в открытых или закрытых каналах.

Наибольшее распространение на ТЭС получили гидравлические системы — системы гидрозолоудаления (ГЗУ). Механические системы могут применяться для ТЭС небольшой мощности. Пневматические системы применяют в случае, когда зола, имеющая нужные свойства, используется для получения строительных материалов.

Система ГЗУ (см. рисунок) состоит из шлакосмывных устройств 2, расположенных под топками 1, и золосмывных устройств 4, расположенных под золоуловителями 3, бетонных каналов 5 для транспорта гидропульпы (смеси воды с золой и шлаками), дробилки 7, багерного насоса 8, пульпопровода и золоотвала (или золоотстойника).

Железобетонный канал 5 прокладывается с уклоном по длине и имеет побудительные сопла 6, обеспечивающие смыв и транспорт шлака и золы. Нижняя истираемая часть канала защищена от истирания литыми плитами из твердого минерала. Пульпа по каналу подается в багерную насосную, расположенную ниже нулевой отметки котла.

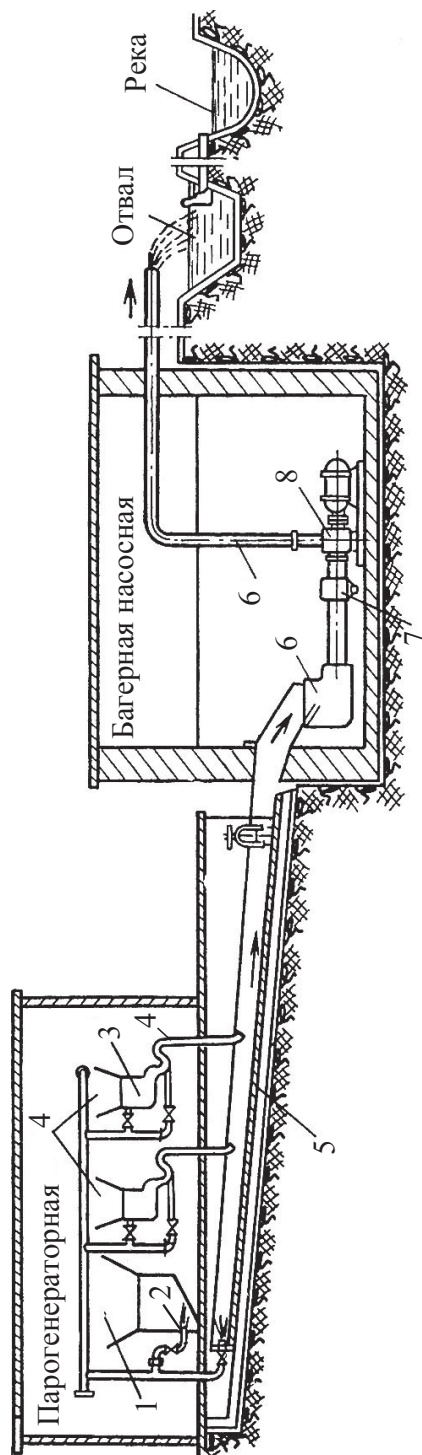


Схема гидравлического удаления золы и шлака с электростанции:

1 — топка; 2 — шлакоудаляющее устройство; 3 — золоуловитель; 4 — золоудаляющее устройство; 5 — самотечный бетонный канал; 6 — побудительные сопла; 7 — шлакодробилка; 8 — багерный насос

Пульпа проходит шлакодробилку 7, железоуловитель и багерный насос 8, который подает пульпу в закрытый шлакозолопровод (пульпопровод), который направляет пульпу на золоотвалы. Под золоотвалы используют овраги, болотистые низины и другие земли, малопригодные для использования; их вместимость должна обеспечить срок накопления в них золы и шлаков не менее чем на 25 лет.

Контрольные вопросы к главе 14

1. Какие способы золошлакоудаления используются на ТЭС?
2. Какую среду перекачивают багерные насосы?

15. Паровые котлы парогазовых установок

15.1. Особенности тепловых схем парогазовых установок с котлом-утилизатором

Среди известных схем парогазовых установок (ПГУ) наиболее перспективной считается парогазовая установка с котлом-утилизатором (ПГУ с КУ) [4]. Эти установки характеризуются высокой эффективностью производства электроэнергии с КПД, достигающим 60 % и даже выше.

Широкое применение и большие перспективы развития ПГУ и КУ (рис. 15.1) обусловлены также более низкими эксплуатационными издержками и более короткими сроками строительства по сравнению с соответствующими показателями пылеугольных ТЭС, использованием различных видов топлива: природного газа, синтетического газа, продуктов нефтепереработки др. ПГУ с КУ работает по циклу Брайтона—Ренкина (рис. 15.2). После расширения в газовой турбине выхлопные газы не способны на совершение дальнейшей работы, а температура их еще высока. Тепловая энергия уходящих из турбины газов успешно используется в КУ для генерации водяного пара, который далее направляется в паротурбинную установку (ПТУ) для выработки электрической энергии.

Главной задачей котельной установки в схеме ПГУ является передача теплоты от газов к пароводяному рабочему телу с максимальной эффективностью при ограниченном температурном напоре. Эффективность передачи теплоты определяется температурой выхлопных газов на входе в КУ и выходе из него. Температура выхлопных газов газотурбинных установок (ГТУ), использующихся в парогазовой технологии, находится на уровне 600–620 °С, а температура питательной воды на входе в котел не должна быть меньше 60–110 °С, т. е.

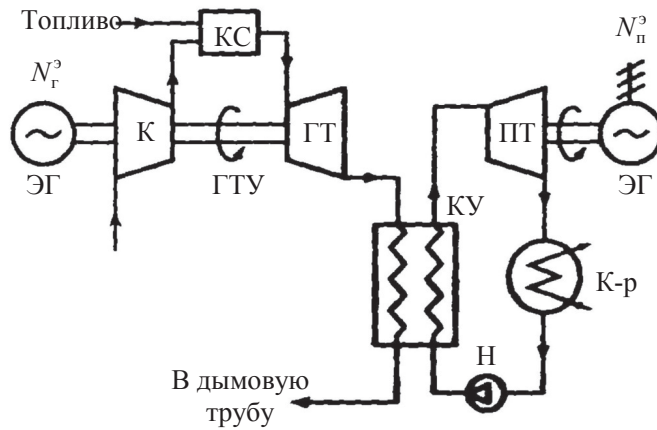


Рис. 15.1. Простейшая тепловая схема ПГУ с КУ:

ЭГ — электрогенератор; К — компрессор; ГТ — газовая турбина; КС — камера сгорания; ПТ — паровая турбина; КУ — котел-утилизатор; К-р — конденсатор; Н — насос; $N_r^э$, $N_n^э$ — электрическая мощность электрогенераторов ГТУ и ПГУ соответственно

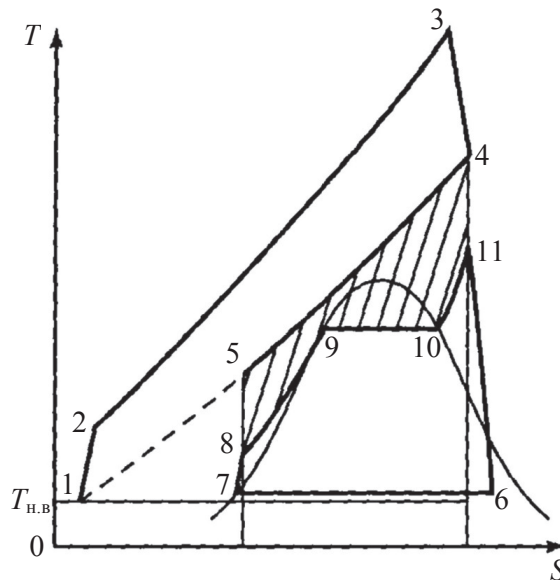


Рис. 15.2. Термодинамический цикл Брайтона–Ренкина парогазовой установки с КУ:

1–2 — сжатие воздуха в компрессоре; 2–3 — нагрев воздуха в камере сгорания; 3–4 — расширение газа в газовой турбине; 4–5 — охлаждение газа в паровом котле; 5–6 — охлаждение газа в атмосфере; 7–8 — повышение давления воды в питательном насосе; 8–9 — нагрев воды в экономайзере парового котла; 9–10 — испарение воды; 10–11 — перегрев пара; 11–6 — расширение пара в паровой турбине; 6–7 — конденсация пара в конденсаторе паровой турбины

температурный напор значительно ниже, чем в энергетических котлах, следовательно и КПД котла-утилизатора тоже ниже (0,8–0,85%). На рис. 15.3, *а* представлена тепловая схема КУ и на рис. 16.3, *б* — Q , T -диаграмма, из которой видно, что температурный напор может иметь очень небольшое значение, например на холодной стороне испарителя (pinch point — «пинч пойнт»). Схема тепловых потоков ПГУ и КУ представлена на рис. 15.4.

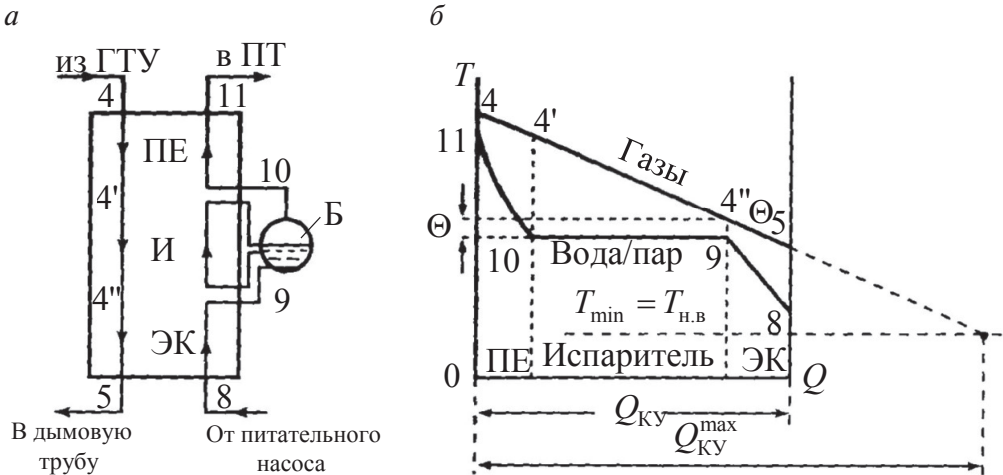


Рис. 15.3. Котел-утилизатор:

а — тепловая схема (ПЕ — пароперегреватель; И — испаритель; ЭК — экономайзер; Б — барабан); *б* — Q , T -диаграмма теплообмена (4–5 — охлаждение газа в паровом котле; 8–9 — нагрев воды в экономайзере парового котла; 9–10 — испарение воды; 10–11 — перегрев пара)

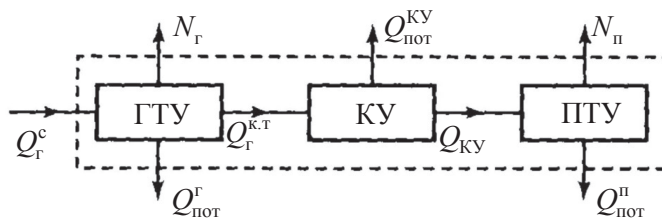


Рис. 15.4. Схема тепловых потоков ПГУ с КУ:

Q_g^c — теплота сжигаемого в ГТУ топлива; Q_g^r — теплота выходных газов ГТУ; Q_{KU} — полезная тепловая нагрузка КУ; $Q_{пот}^g$, $Q_{пот}^{KU}$, $Q_{пот}^n$ — потери теплоты соответственно в ГТУ, в КУ, в ПТУ; N_g , $N_{п}$ — мощность ГТУ и ПТУ соответственно

15.2. Классификация котлов-утилизаторов

Котлы-утилизаторы классифицируются по следующим признакам:

- по числу контуров пара: одно- (рис. 15.5), двух- (рис. 15.6) и трех-контурные (рис. 15.7) Примеры $Q-T$ диаграмм теплообмена в одно- и двухконтурных схемах представлены на рис 15.8 и 15.9;
- по кратности пара в испарительной поверхности (барабанные и прямоточные);
- по направлению потока греющего газа (горизонтальные и вертикальные);
- по нагреваемому теплоносителю (паровые, водяные и комбинированные).

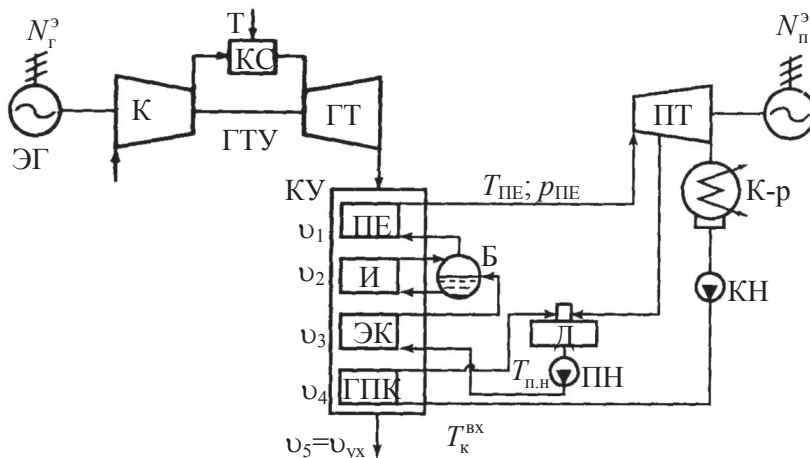


Рис. 15.5. Тепловая схема ПГУ с одноконтурным КУ:

v_1-v_5 — температура газов; ЭГ — электрогенератор; К — компрессор; КС — камера сгорания; ГТ — газовая турбина; КУ — котел-утилизатор; ПЕ — пароперегреватель; И — испаритель; ЭК — экономайзер; ГПК — газовый подогреватель конденсата; Б — барабан; Д — деаэратор; ПН, КН — питательный и конденсационный насосы; К-р — конденсатор; ПТ — паровая турбина; $N_{Г}^э$, $N_{П}^э$ — электрическая мощность электрогенераторов ГТУ и ПГУ соответственно

Увеличение числа контуров пара повышает экономичность цикла, но с реализацией каждого последующего контура дополнительные затраты становятся менее эффективными. Обычно в КУ используется от 1 до 3 контуров.

Эмпирический потенциал греющих газов позволяет получить пар только докритических параметров, поэтому можно использовать как барабанные, так и прямоточные КУ.

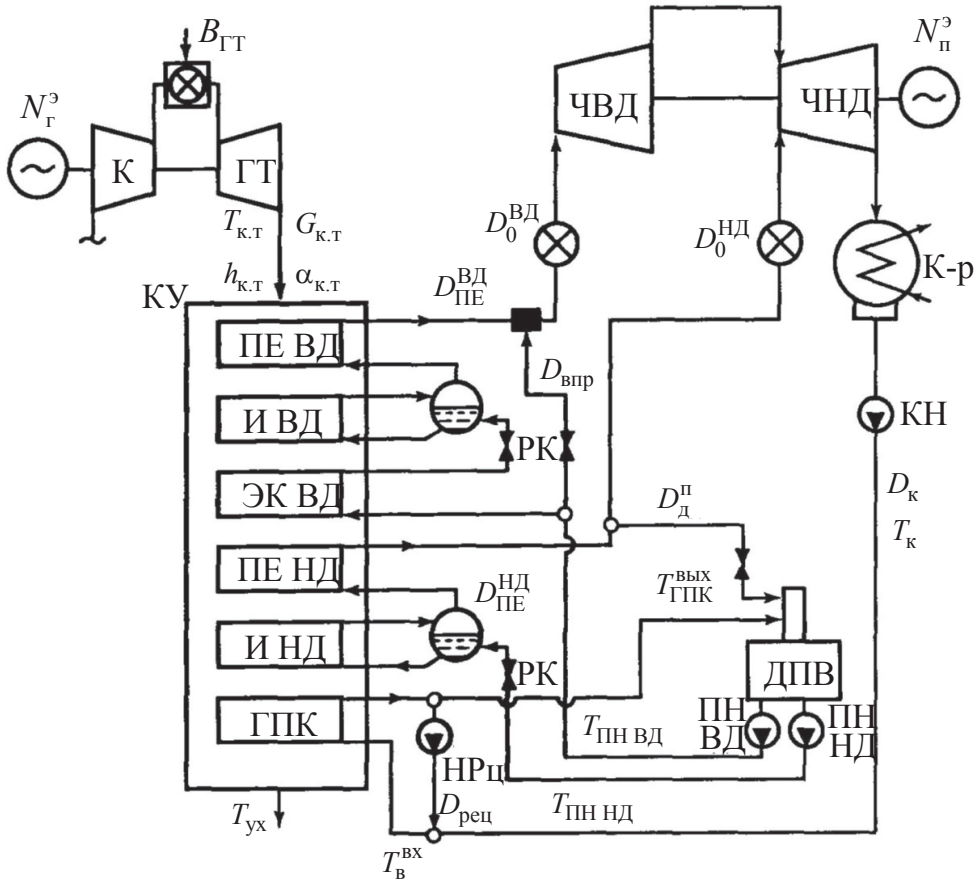


Рис. 15.6. Принципиальная тепловая схема ПГУ с двухконтурным КУ:

К — компрессор; ГТ — газовая турбина; КУ — котел-утилизатор; ПЕВД, ПЕНД — пароперегреватели высокого и низкого давления; ИВД, ИНД — испарительные поверхности высокого и низкого давления; ЭКВД — экономайзер высокого давления; ГПК — газовый подогреватель конденсата; ДПВ — деаэратор питательной воды; ЧВД, ЧНД — части высокого и низкого давления паровой турбины; К-р — конденсатор; КН — конденсатный насос; ПНВД, ПННД — питательные насосы соответственно высокого и низкого давления; НРЦ — насос рециркуляции; РК — регулирующий клапан

Для барабанных котлов характерно простое и надежное поддержание требуемого качества рабочего тела, но их маневренные характеристики ниже, чем в прямоточных котлах.

Прямоточные котлы более маневренны, но они требуют более высокого качества питательной воды.

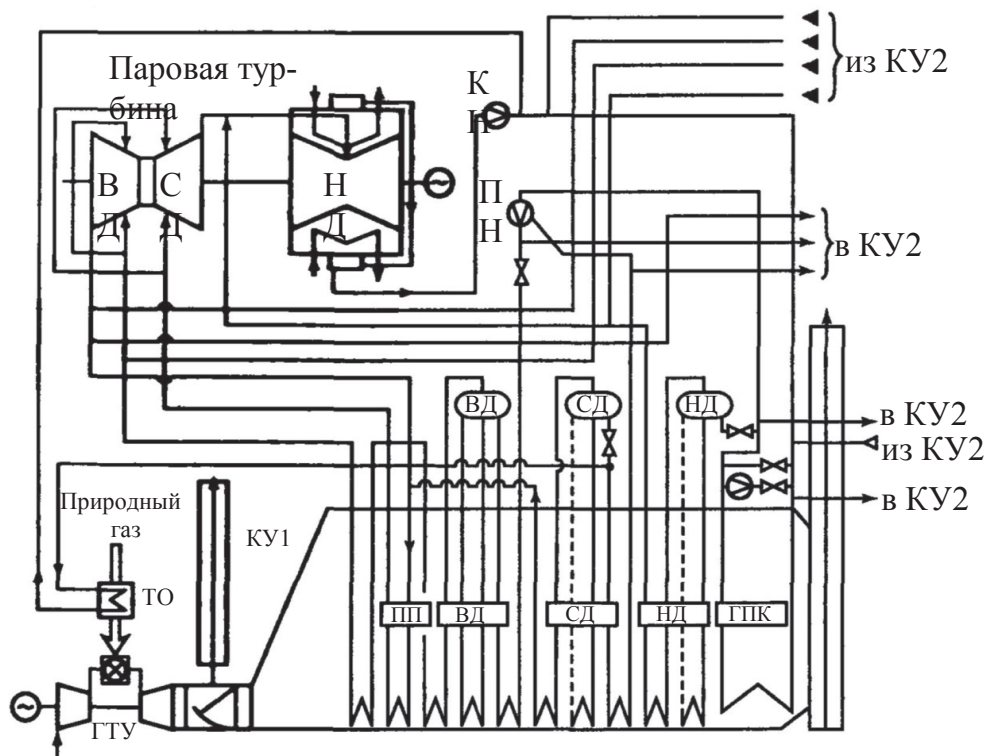


Рис. 15.7. Тепловая схема ПГУ с КУ трех давлений (Siemens)

В большинстве современных ПГУ используются барабанные котлы. В горизонтальных котлах используется естественная циркуляция при поперечном обтекании трубных пучков. Вертикальные котлы выполняются с принудительной циркуляцией. Во всех КУ поверхности нагрева выполнены в виде конвективных пучков. Ротационные поверхности в виде экранов в КУ не реализуются из-за относительно невысокой температуры выходных газов ГТУ.

15.3. Конструкции горизонтальных и вертикальных котлов-утилизаторов и их элементов

Для реализации максимальной степени утилизации теплоты уходящих газов используются котлы–утилизаторы, состоящие из системы секций, объединенных в макеты, расположенные по горизонтали. Такие котлы могут иметь несколько контуров циркуляции в зависимости от мощности и параметров рабочих тел (рис. 15.10).

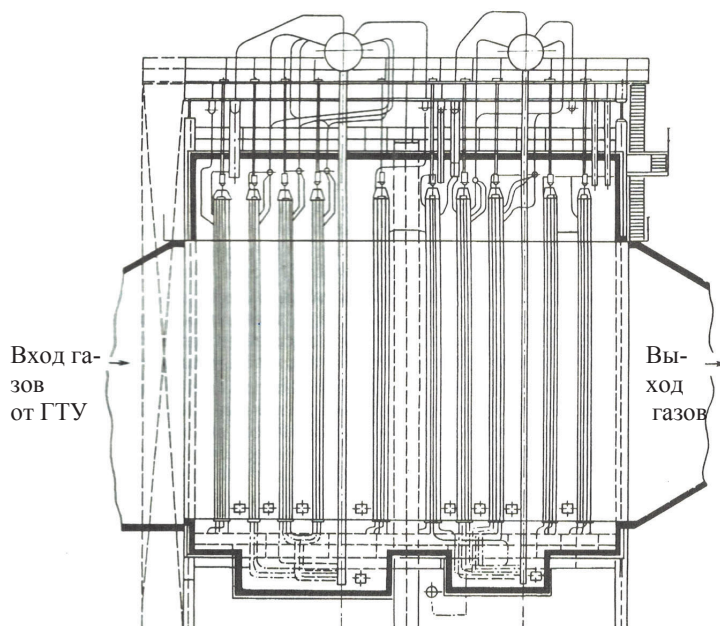


Рис. 15.10. Двухконтурный КУ горизонтальной компоновки (типов П–87, П–88 АО ПМЗ)

Горизонтальный котел-утилизатор собирается из отдельных модулей, изготовленных в заводских условиях. По условиям транспортировки размер отдельного модуля не превышает по длине 15 м. Каждый модуль имеет С-образную форму (рис. 15.11), что позволяет на строительной площадке сваривать их попарно.

В состав модуля входят стальная рама, корпус, изоляция, трубы и коллекторы. Количество модулей варьируется от шести до двенадцати в зависимости от мощности котла-утилизатора.

Бараны котлов вместе со встроенными элементами изготавливаются на заводе и транспортируются в собранном виде. Также на заводе изготавливается домовая труба, но транспортируется она в разобранном виде.

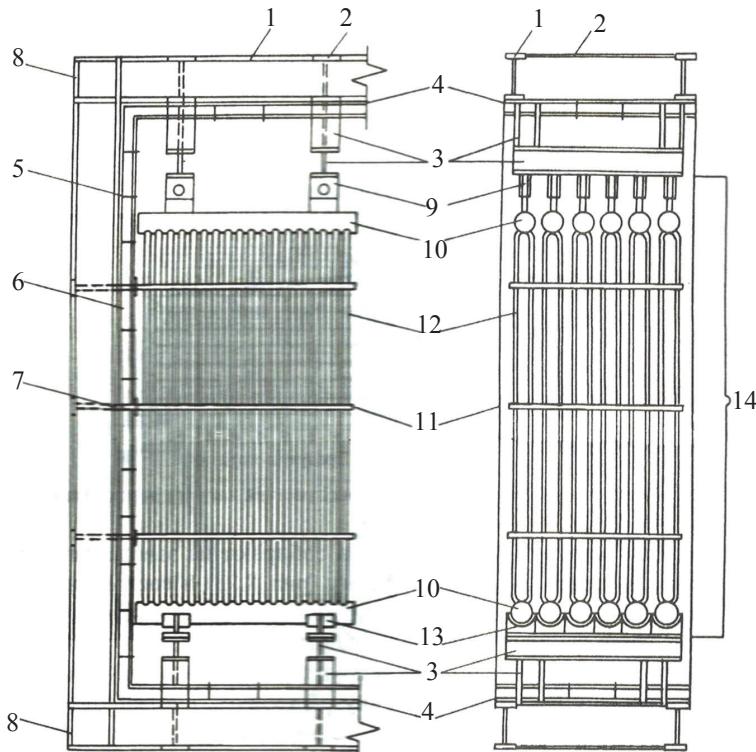


Рис. 15.11. Модуль горизонтальной конструкции КУ:

1 — главная балка; 2 — поперечная опорная балка; 3 — несущая балка для деталей под давлением; 4 — корпус; 5 — крепление обшивки; 6 — изоляция; 7 — дополнительные опоры для крепления труб; 8 — угловые соединения; 9 — расширительные направляющие для деталей под давлением; 10 — коллектор; 11 — крепление труб; 12 — трубы; 13 — нижние дополнительные опоры коллектора; 14 — поддерживающая конструкция труб в виде арфы

В вертикальных конструкциях котлов-утилизаторов также используется модульная сборка, но модули укрепляются один под другим с использованием каркаса (рис. 15.12, 15.13).

Использование модульных конструкций имеет ряд преимуществ:

- заводское изготовление и проверка качества;
- повышение качества и сокращение времени монтажа;
- облегчение транспортировки.

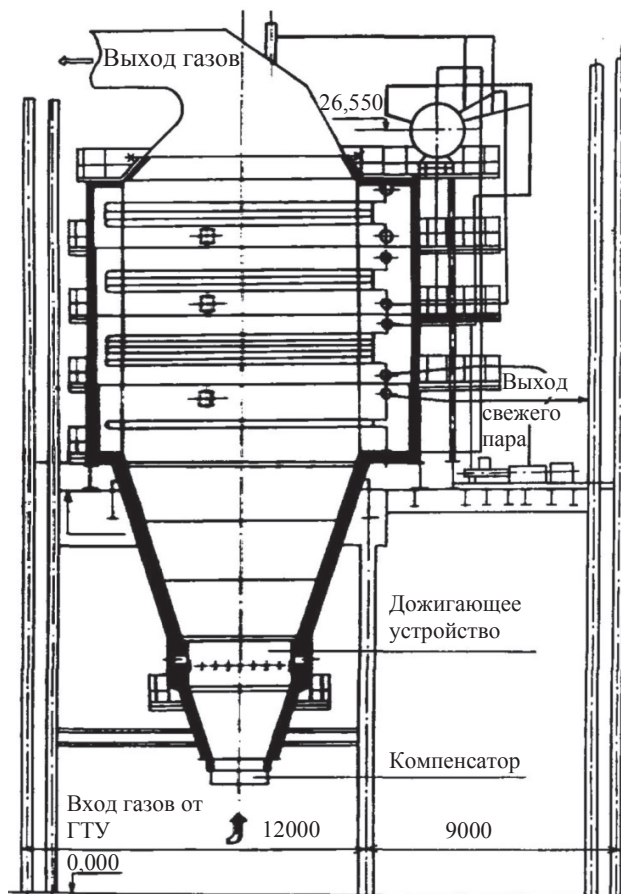


Рис. 15.12. Котел-утилизатор вертикальной конструкции (П-86, П-86-1 АО ПМЗ)

Теплообменные секции котлов-утилизаторов выполняются одно-типно из пучков оребренных труб, расположенных в шахматном порядке. Внутри труб протекает рабочее тело (вода, пароводяная смесь, пар), снаружи трубы омываются горячими газами.

Для решения задачи создания высокоэффективной поверхности нагрева, что затруднительно при относительно низкой температуре греющих газов и требовании небольшого гидравлического сопротивления с газовой стороны. Обычно в котлах-утилизаторах используются трубы со спирально-ленточным (рис. 15.14, а) или просечным (рис. 15.14, б) оребрением.

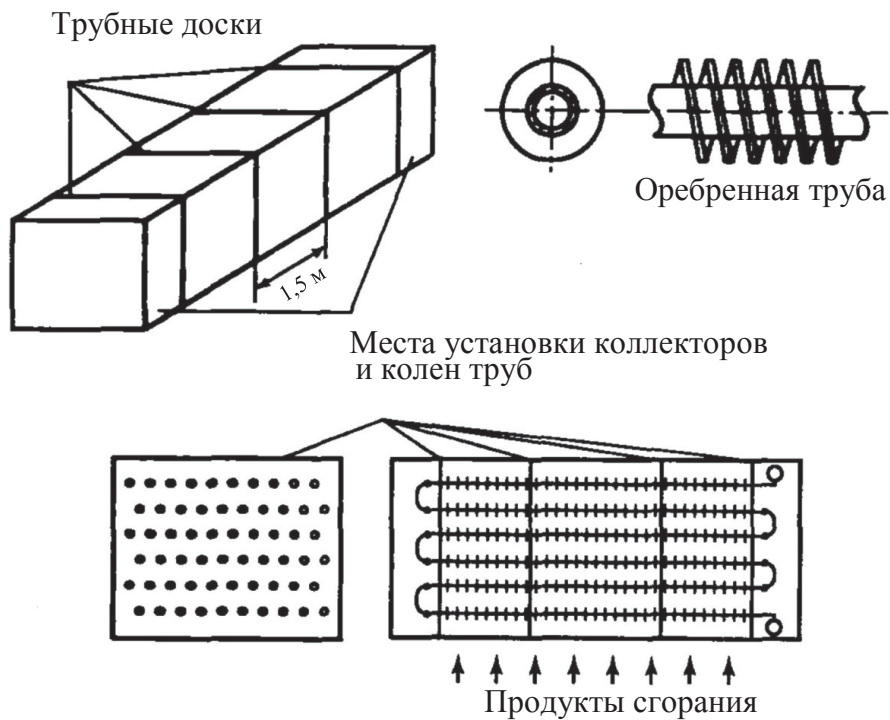


Рис. 15.13. Компоновка блока оребренных поверхностей нагрева вертикального КУ

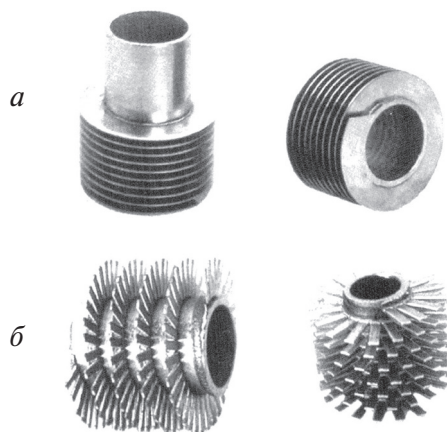


Рис 15.14. Оребрение труб котлов-утилизаторов:
а — спирально-ленточное; *б* — просечное

В зависимости от вида топлива, сжигаемого в ГТУ котлы–утилизаторы могут оснащаться селективными катализаторами газов, снижающими концентрацию NO_x . Для этого используют водный раствор аммиака, впрыскиваемый в выходные газы ГТУ при температуре 300–420 °С. Далее смесь газов с аммиаком пропускается через катализатор. При недостаточной температуре газов котлы-утилизаторы оснащаются системой дожигания, что повышает их паропроизводительность.

15.4. Особенности эксплуатации котлов-утилизаторов

По сравнению с энергетическими котлами, которые обычно работают в непрерывном режиме, котлы-утилизаторы характеризуются периодичностью работы. Они могут отключаться в ночное время. Некоторые КУ пускают всего несколько раз в год, а другие, наоборот, пускают и останавливают очень часто (до 200 раз в год).

При остановках КУ наблюдается обогащение питательной воды кислородом и ускоренная коррозия труб. Данная проблема решается путем организации деаэрации в режимах останова, а также повышения плотности закрытия газового шиберов и использования системы дренажей для быстрого удаления конденсата при остановках КУ.

При быстром изменении температуры в пароперегревателе КУ происходит накопление термической усталости, поэтому коллекторы пароперегревателя делают из легированной стали и увеличивают число ниток паропроводов.

Подача относительно холодной воды из деаэратора в водяной экономайзер во время пуска приводит к малоцикловому усталостному трещинообразованию. Проблема решается путем организации продувки холодной питательной воды на входе в экономайзер перед пуском КУ.

Барабаны КУ имеют больший объем по сравнению с барабанами энергетических котлов из-за «вспучивания» объема воды при пуске. В этом случае требуется усиленная продувка.

15.5. Прямоточные котлы-утилизаторы

Прямоточные схемы КУ могут обеспечить более высокую степень утилизации теплоты газов по сравнению с барабанными. Сравнительные тепловые схемы и $Q-T$ диаграммы барабанных и прямоточных котлов приведены на рис. 15.15, 15.16.

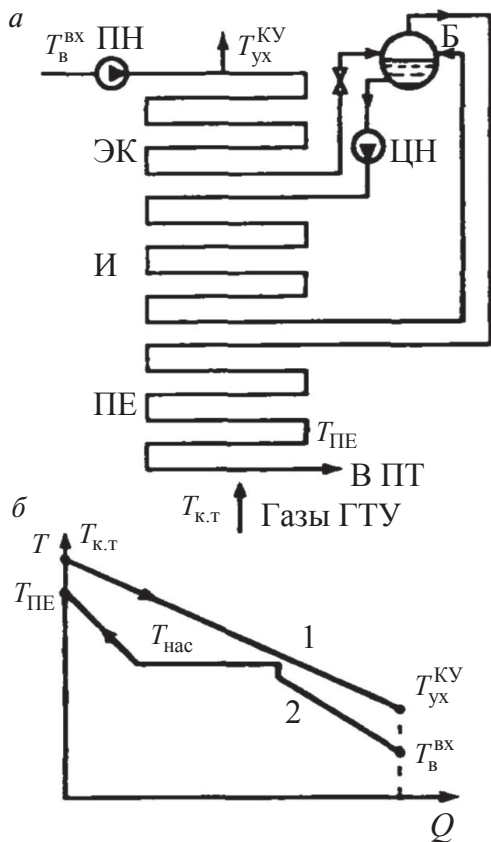


Рис. 15.15. Барабанный КУ докритического давления пара:

a — тепловая схема (ПН — питательный насос; ЭК — экономайзер; И — испаритель; ПЕ — перегреватель; ПТ — паровая турбина; ЦН — циркуляционный насос; Б — барабан); *б* — $Q-T$ диаграмма теплообмена (1 — температура газов; 2 — температура пароводяного рабочего тела)

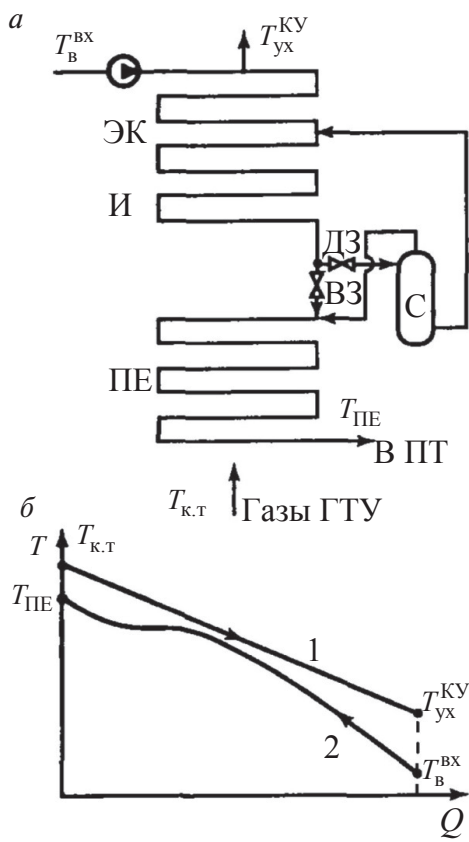


Рис. 15.16. Прямоточный КУ сверхкритического давления пара:

a — тепловая схема (ЭК — экономайзер; И — испаритель; ВЗ, ДЗ — соответственно встроенная и дроссельная задвижки (клапаны); С — сепаратор; ПЕ — перегреватель; ПТ — паровая турбина); *б* — $Q-T$ диаграмма теплообмена (1 — температура газов; 2 — температура пароводяного рабочего тела)

Изменение нагрузки ГТУ приводит к перемещению конца испарительной части. Для фиксации положения испарительной зоны используют сепараторный режим работы, прокачивая через экономайзерно-испарительную часть большее количество воды, чем в прямоточном режиме. Таким образом удастся избежать повышения температуры уходящих из КУ газов.

Прямоточный режим требует больших площадей поверхностей нагрева, но он более стабилен. Использование прямоточных КУ с несколькими давлениями пара позволяет снизить температуру уходящих газов ГТУ и использовать докритический режим работы.

Контрольные вопросы к главе 15

1. Каков уровень коэффициента полезного действия ПГУ с котлом-утилизатором?
2. Опишите типовую схему ПГУ с КУ.
3. Что такое pinch point в КУ?
4. Как классифицируются котлы-утилизаторы?
5. В чем состоит отличие горизонтальных КУ от вертикальных?
6. Чем отличается прямоточные КУ от барабанных?

Список использованных источников

.....

1. Резников, М. И. Паровые котлы тепловых электростанций / М. И. Резников, Ю. М. Липов. — Москва ; Ижевск : НИЦ, 2005. — 240 с. — ISBN 5-03-000856-X.
2. Липов, Ю. М. Котельные установки и парогенераторы / Ю. М. Липов, Ю. М. Третьяков. — Москва ; Ижевск : НИЦ, 2005. — 197 с.
3. Теплоэнергетика и теплотехника : справочник / под общей редакцией А. В. Клименко, В. М. Зорина. — Москва : Энергия, 2003. — 583 с. — ISBN 5-7046-0511-7.
4. Газотурбинные и паротурбинные установки тепловых электростанций : учебное пособие для вузов / под редакцией С. В. Цанева. — Москва : МЭИ, 2002. — 584 с. — ISBN 5-7046-0739-X.
5. Трухний А. Д. Парогазовые установки электростанций : учебное пособие для вузов / А. Д. Трухний. — Москва : МЭИ, 2013. — 648 с. — ISBN 978-5-383-00721-1.

Учебное издание

**Горюнова Ирина Юрьевна,
Похорилер Валентин Леонидович**

КОТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

Редактор И. В. Коршунова
Верстка О. П. Игнатьевой

Подписано в печать 09.11.2020. Формат 70х100/16.
Бумага офсетная. Цифровая печать. Усл. печ. л. 10,3.
Уч.-изд. л. 7,05. Тираж 100 экз. Заказ 186.

Издательство Уральского университета
Редакционно-издательский отдел ИПЦ УрФУ
620049, Екатеринбург, ул. С. Ковалевской, 5
Тел.: +7 (343) 375-48-25, 375-46-85, 374-19-41
E-mail: rio@urfu.ru

Отпечатано в Издательско-полиграфическом центре УрФУ
620083, Екатеринбург, ул. Тургенева, 4
Тел.: +7 (343) 358-93-06, 350-58-20, 350-90-13
Факс: +7 (343) 358-93-06
<http://print.urfu.ru>

